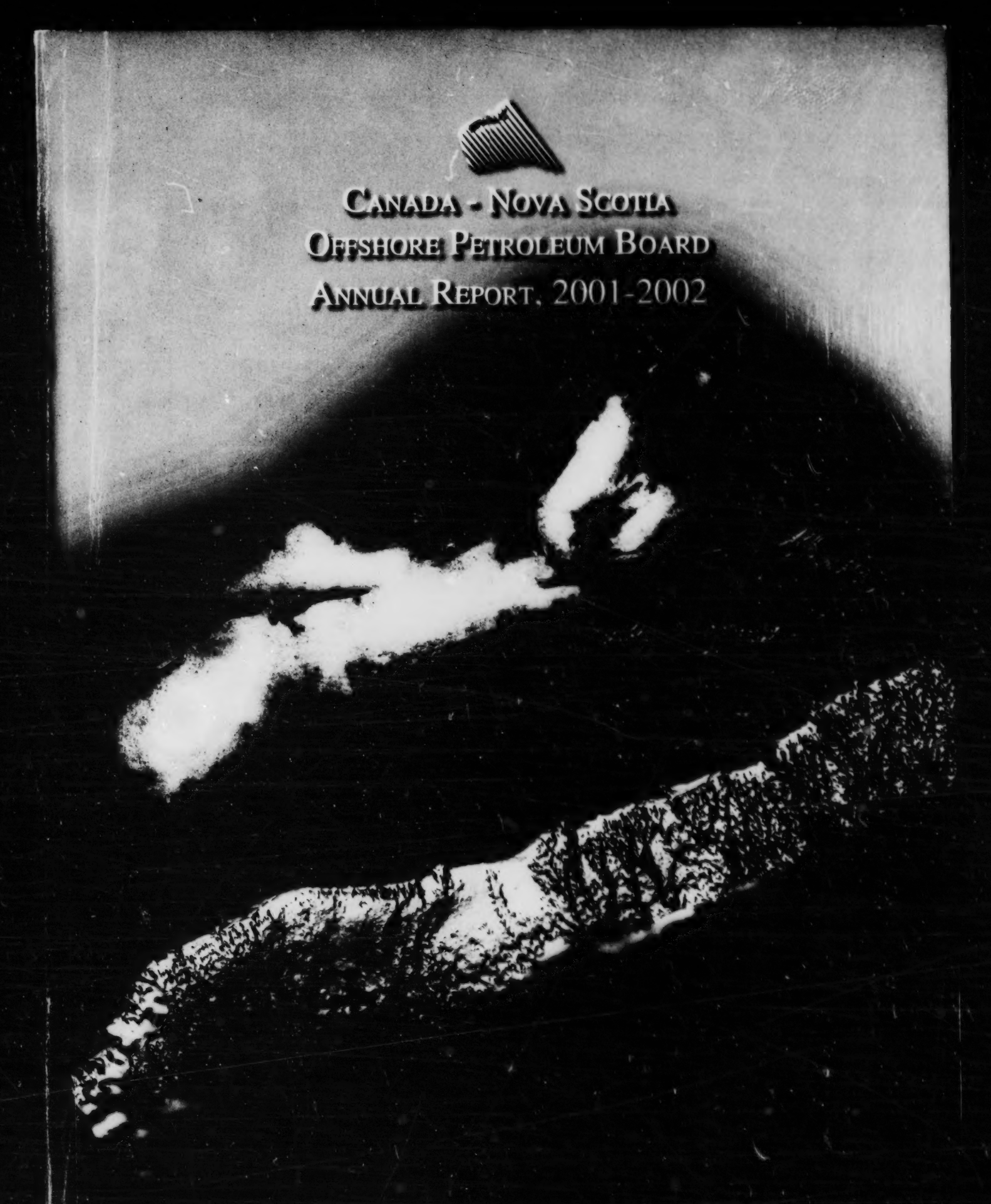
# Canada - Nova Scotia Offshore Petroleum Board

# Annual Report, 2001-2002



Cover

The cover is a 3D perspective image of the seafloor offshore Nova Scotia. The broad wide depression along the east edge of the image is the Laurentian Channel. The deeply cut canyon in the southeast is The Gully. Nova Scotia landmass and Sable Island are shown in green.

102-07509/

CANADA - NOVA SCOTIA OFFSHORE PETROLEUM BOARD
18th Floor, TD Centre, 1791 Barrington Street, Halifax, Nova Scotia B3J 3K9
Telephone (902) 422-5588 Fax (902) 422-1799 URL www.cnsopb.ns.ca

June 30, 2002

The Honourable Gordon Balser
Minister Responsible for the Petroleum Directorate
Nova Scotia Petroleum Directorate
Suite 400, Bank of Montreal Building
5151 George Street
Halifax, Nova Scotia
B3J 1M5

The Honourable Herb Dhaliwal
Minister of Natural Resources
Natural Resources Canada
580 Booth Street, 21st Floor
Ottawa, Ontario
K1A 0E4

Dear Ministers:

In accordance with the provisions of the legislation implementing the Canada - Nova Scotia Offshore Petroleum Board, I am pleased to submit the annual report, including the financial statements of the Canada - Nova Scotia Offshore Petroleum Board, for the fiscal year ending March 31, 2002.

Respectfully submitted,

Glenn Yungblut,
Chairman

# Canada - Nova Scotia
# Offshore Petroleum Board

The efficient, fair and competent regulation
of petroleum affairs and safe practices
in the Nova Scotia Offshore Area

## Table of Contents


Report from the Chairman and the Chief Executive Officer ..... 5

Resources and Rights ..... 7
- Resources ..... 7
- Rights Management ..... 9
  - Public Registry of Instruments & Interests ..... 9
  - Royalties ..... 9
  - Exploration Licences ..... 10
  - Interests ..... 11
  - Exploratory Permits ..... 11
  - Rights Issuance ..... 11
  - 2001 Geophysical Activity Summary ..... 12

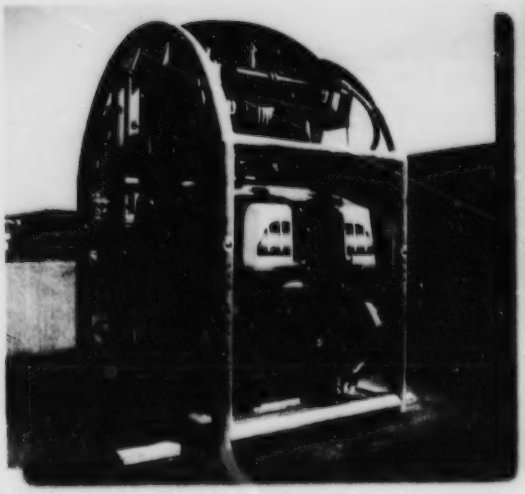
Operations ..... 13
- Offshore Activities ..... 13
  - Exploratory Drilling ..... 14
  - Sable Offshore Energy Project ..... 14
  - Geophysical / Geotechnical / Geochemical ..... 14
  - Diving Programs ..... 15
  - Deep Panuke Project ..... 15
  - Audits ..... 15

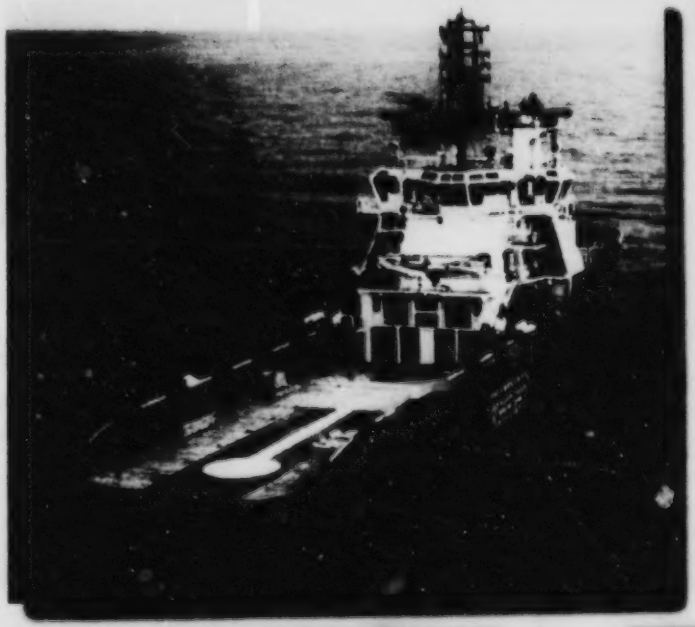
Health, Safety & Environment ..... 17
- Health & Safety ..... 18
  - Incident Reports ..... 18
  - Injury Statistics ..... 18
  - Health and Safety injury Statistics Table ..... 19
- Environmental Protection ..... 19
  - Fisheries and Environmental Advisory Committee ..... 19
  - Strategic Environmental Assessment ..... 20
  - Guidelines ..... 20
  - Environmental Studies Research Fund ..... 21
  - Regional Initiatives ..... 21
  - Cape Breton Public Review ..... 21
  - Spills and Releases ..... 21

Industrial Benefits and Employment ..... 23
- Benefits ..... 23
- Exploration Activity ..... 24
- Benefits Plan Monitoring ..... 24
  - Sable Offshore Energy Project ..... 25
  - Deep Panuke Offshore Gas Development Project ..... 26
  - Cohasset Project ..... 26
  - Other Activity ..... 26

Communications ..... 27
- Organization ..... 28
- Organization Chart ..... 29
- Board Biographies ..... 30

Financial Statements ..... 32





Clockwise from top left:

ROV (Remote-Operated-Vehicle) sits at dock-side waiting to be loaded on ship for transport to an offshore drilling platform. (Pro-Dive Oceaneering)

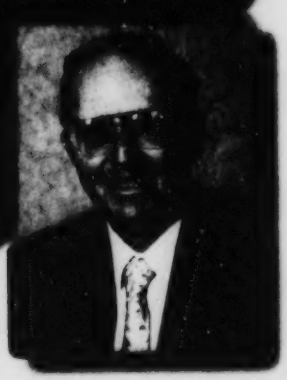
Members of the Canada – Nova Scotia Offshore Petroleum Board and senior managers during a meeting of the Board. (Morrow Scot-Brown)

Staff from the Resources and Rights section being briefed on the assessment of undiscovered petroleum resources on the deep water slope of the Scotian Shelf.

Dr. Teresa MacNeil, Commissioner of the Cape Breton Public Review, hearing testimony during public meetings in January, 2002. (Cape Breton Post)

A supply vessel working off the Thebaud platform at the Sable Offshore Energy Project. (ExxonMobil/Prisma Productions)

# ort from the man and the Chief Executive Officer



Glen Yungblut
Chairman

J.E. (Jim) Dickey
Chief Executive Officer

We are pleased to report on the activities of the Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board during the 2001-2002 fiscal year. The past year was a significant one as the Nova Scotia Offshore Area continued to develop and mature as evidenced by the movement of industry into the deep water and the filing of the Deep Panuke Development Plan Application.

As the 2001-2002 fiscal year ended two important undertakings were also concluded. On March 29, 2002, Dr. Teresa MacNeil delivered her report on the Effects of Potential Oil and Gas Exploration Offshore Cape Breton to the Board and to the federal Minister of Natural Resources and the Minister Responsible for the Nova Scotia Petroleum Directorate. Dr. MacNeil was appointed in February 2001 as Commissioner, pursuant to Section 44 of the Accord Acts, to conduct this public review. In January and February of 2002, Dr. MacNeil held 15 days of public hearings and received 130 submissions respecting this matter. The Board will now consider the Commissioner's report. The Board wishes to thank Dr. MacNeil and everyone who participated in this important process.

The decision of the arbitration tribunal established to determine the boundary between the Nova Scotia and Newfoundland Offshore Areas was also released near the end of the Board's fiscal year. The tribunal ruled that the boundary should be adjusted to the southwest. As a result of this decision the offshore area over which the Board has jurisdiction will be slightly reduced when the governments amend the Accord Acts.

During the reporting period the Board processed a significant number of activity applications. In total, the Board approved five exploratory wells, one development well and 15 geophysical/geotechnical programs. We are pleased to report that, notwithstanding the increased level of offshore activity, there were no lost time injuries during the last year, although 32 health and safety incidents were reported. A summary of incident data is provided later in the report. Board staff also continued to assist the governments in the preparation of proposed safety related amendments to the Accord Acts.

The Board undertook several important environmental initiatives during the reporting period. In addition to the Cape Breton Public Review, the Board conducted a Strategic Environmental Assessment, related to rights issuance. Board staff continue to maintain a close working relationship with both the Department of Fisheries and Oceans and Environment Canada respecting environment and fishery issues. The Board's Fisheries and Environmental Advisory Committee met three times during the reporting period to review proposed offshore activity.

In July 2001, PanCanadian Energy Corporation, submitted a Project Description for the proposed Deep Panuke Project. The Board was subsequently designated the lead responsible authority and through the Canadian Environmental Assessment Act (CEAA) entered into a Memorandum of Understanding with the other responsible authorities. A Comprehensive Study Report, Development Plan Application, and Canada Nova Scotia Benefits Plan were filed with the Board on March 1, 2002. Board staff has commenced a review of these documents and is working to finalize details of the public review process for the project.

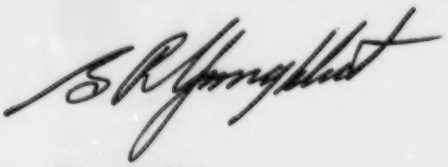
The Board held a successful Call for Bids for Exploration Licences during the reporting period. Nine parcels received bids totaling over $527 million, including a record bid of $193,621,590 for a single parcel. Outstanding work expenditure bids for Exploration Licences now total over $1.5 billion.

The Board was also very active in the area of Canada-Nova Scotia industrial and employment benefits. Benefits Plans for 15 geophysical programs and three Drilling Program Applications were reviewed and approved. The Board also monitored the awarding of numerous contracts relating to the development of the Alma field and pre-development work related to the Deep Panuke Project.

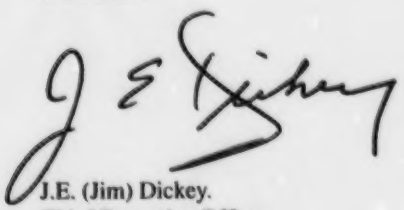
The past year also saw changes in the Board membership and its staff structure. Peter Kinley completed his term as a Board member in May 2001 and the Province of Nova Scotia appointed Michael Casey as a new Board member for a term of six years commencing July 3, 2001. We wish to express our sincere gratitude for Mr. Kinley's dedication and hard work over the last six years. We also join in welcoming Mr. Casey to the Board.

Board staff has been increased to meet the expanding regulatory requirements. In terms of organizational structure, delivery of regulatory services has been enhanced with the creation of separate Operations, and Health, Safety & Environment groups. The Board's new staff organizational structure is shown on page 29.

We are pleased to report that once again, the Board was able to operate within its approved budget and Business Plan. In addition, the Board was able to recover, pursuant to its Cost Recovery Guidelines, 50% of its approved budget. These funds will be remitted to the federal and provincial governments. The following pages provide more detailed information concerning the Board's operations during the 2001-2002 fiscal year. As required by the Accord Acts, this Annual Report includes the Board's Financial Statements and Auditor's Report for the year ending March 31, 2002.



Glenn Yungblut,
Chairman



J.E. (Jim) Dickey.
Chief Executive Officer

# Resources and Rights

S.F. (Steve) Bigelow
Manager, Resources & Rights

The Board's mandate includes rights issuance, resource management and data storage. The rights issuance or licensing policy is based on the Canadian Petroleum Resources Act. Administration of the licensing process supports, and is consistent with, the goals and objectives set out in the Board's Strategic Plan and reviewed annually by the federal and provincial governments.

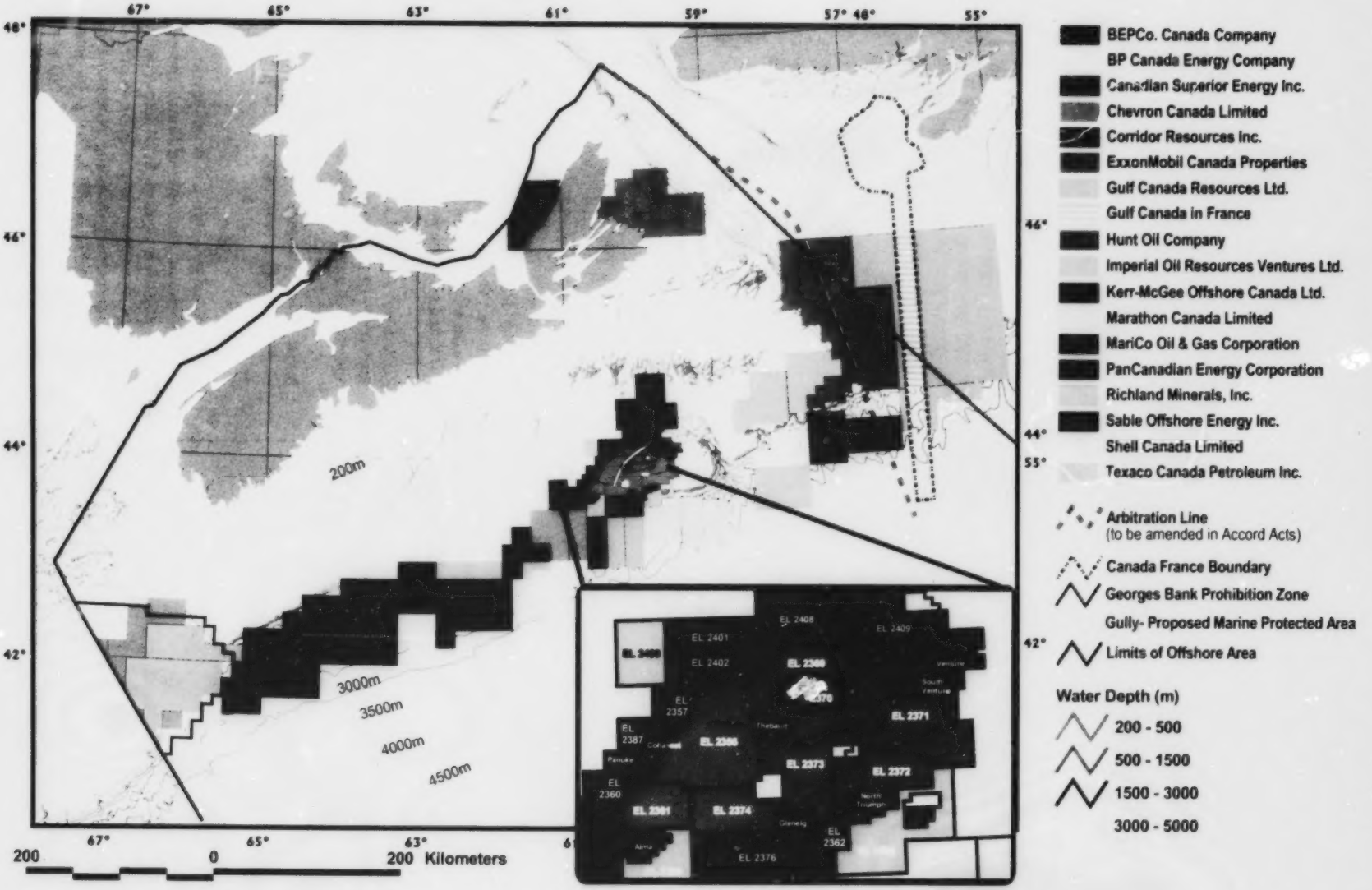
## Resources

During the past fiscal year, the Board made several decisions with respect to petroleum resource conservation and evaluation and, the geophysical, geological, petrophysical and reservoir engineering aspects of exploration and development activities. These decisions include the:

- Declaration of Commercial Discovery (DCD) for the Alma gas field.
- Reservoir surveillance and management for Venture, Thebaud, North Triumph, Alma and Deep Panuke gas fields. (This work includes resource information from development drilling, initial production testing and actual production since start-up.)
- Review and approval with respect to the subsurface aspects of drilling five exploration wells, one development well and 15 geophysical programs.
- Initial review with respect to the subsurface aspects of the application to develop the Deep Panuke gas field.

The Board audits plans for development activities across the Venture, Thebaud and North Triumph fields with the use of integrated field deliverability, surface facility, and economic modeling studies. Newly acquired information, including production data, is integrated into the reservoir surveillance model as it becomes available. The Board undertakes ongoing surveillance of production and resource conservation issues.

## Offshore Map

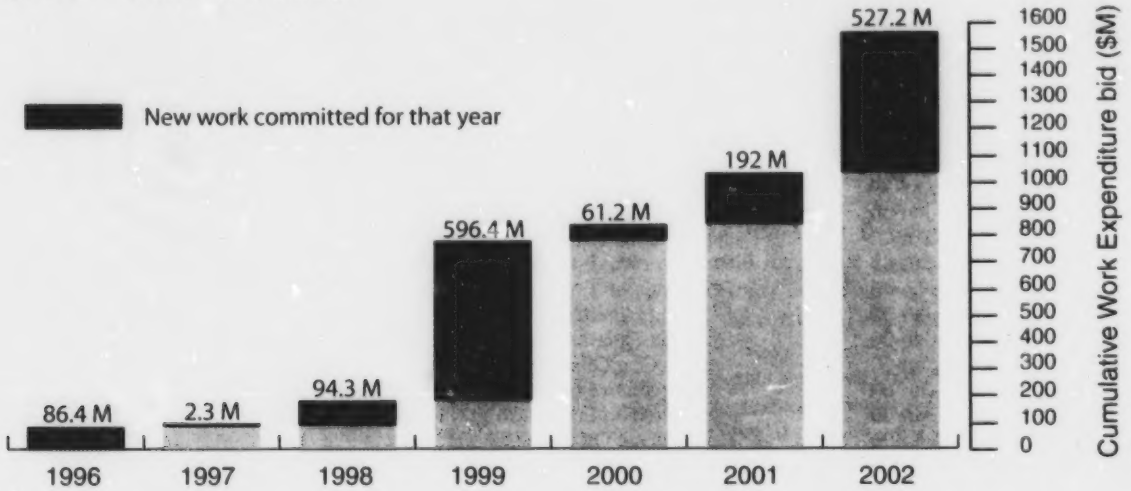


Following a feasibility study in September of 2001, the Board decided to conduct an independent evaluation and assessment of the undiscovered petroleum resources on the deep water slope of the Scotian Shelf. Subsequently, the staff interpreted approximately 30,000 kilometres of 2-D seismic by the end of March 2002. Through this study, seven geological markers were mapped and five working play areas were identified. This geological interpretation is supported by studying world basin analogs, well ties on the shelf and stratigraphic ties to deep ocean seismic. A final report on the estimated undiscovered petroleum resources of the deep water slope is expected to be complete in the summer of 2002.

The Board is responsible for the storage and management of all digital data acquired as a result of exploration and development activities in the Nova Scotia Offshore Area. Further to this responsibility the Board, in conjunction with the National Energy Board (NEB), the Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board (C-NOPB) and the Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP) continued to work on a study to determine the feasibility of an East Coast Shared Exploration and Production Data Repository (SDR). These talks continue.

In an effort to promote consistency between the Newfoundland and Nova Scotia Offshore Areas technical meetings continued during the year with representatives of the C-NOPB. Joint guidelines respecting data acquisition, and reporting for well, pool and field evaluations in the Newfoundland and Nova Scotia Offshore Areas are in the final draft stage and will be distributed for industry comment during the summer of 2002. Progress was also made on establishing joint guidelines on production allocation and measurement.

TABLE 1 - WORK EXPENDITURE BIDS




## RIGHTS MANAGEMENT

### PUBLIC REGISTRY OF INSTRUMENTS & INTERESTS

As required in the Accord Acts, the Board maintains a registry of all offshore interests and all legal activity involving those interests. The registry continued to operate satisfactorily during 2001-2002, with increased activity relating to interest transfers and registration of new exploration licences. Information from the registry is placed on the Board's website for easier access.

### ROYALTIES

Royalties in the amount of $9,176,373.16 were received by the Board on behalf of the governments in respect of production from Sable Offshore Energy Inc.'s Production Licences 2903 (Venture), 2904 and 2905 (Thebaud) and 2906 (North Triumph) during this past fiscal year. These funds have been forwarded to the Receiver General of Canada in accordance with the Royalty Collection and Administration Agreement signed by the Board, the federal government and the Province of Nova Scotia.

## TABLE 2 - EXPLORATION LICENCES

| EL # | EffectiveDate | Representative | Work Expenditure |
|---|---|---|---|
| 2356 | 1-Jan-96 | ExxonMobil Canada Properties | $86,388,659.00 |
| 2357 | 1-Jul-97 | PanCanadian Energy Corporation | $2,313,288.00 |
| 2358 | 1-Jan-98 | PanCanadian Energy Corporation | $1,315,000.00 |
| 2359 | 1-Jul-98 | Chevron Canada Limited | $66,667,000.00 |
| 2360 | 1-Jul-98 | PanCanadian Energy Corporation | $8,291,888.00 |
| 2361 | 1-Jul-98 | ExxonMobil Canada Properties | $9,563,150.00 |
| 2362 | 1-Jul-98 | Marico Oil & Gas Corporation | $1,720,000.00 |
| 2363 | 1-Jul-98 | PanCanadian Energy Corporation | $2,323,580.00 |
| 2364 | 1-Jul-98 | Hunt Oil Company | $2,165,000.00 |
| 2365 | 1-Jul-98 | Hunt Oil Company | $2,165,000.00 |
| 2366 | 1-Jan-99 | ExxonMobil Canada Properties | $3,256,000.00 |
| 2367 | 1-Jan-99 | PanCanadian Energy Corporation | $1,320,756.00 |
| 2368 | 1-Jul-99 | Corridor Resources Inc. | $1,052,520.00 |
| 2369 | 1-Jul-99 | ExxonMobil Canada Properties | $70,056,110.00 |
| 2370 | 1-Jul-99 | ExxonMobil Canada Properties | $10,013,375.00 |
| 2371 | 1-Jul-99 | ExxonMobil Canada Properties | $47,030,057.00 |
| 2372 | 1-Jul-99 | ExxonMobil Canada Properties | $55,015,185.00 |
| 2373 | 1-Jul-99 | ExxonMobil Canada Properties | $7,837,266.00 |
| 2374 | 1-Jul-99 | ExxonMobil Canada Properties | $2,005,322.00 |
| 2375 | 1-Jul-99 | Richland Minerals, Inc | $1,210,951.00 |
| 2376 | 1-Jul-99 | PanCanadian Energy Corporation | $71,623,566.00 |
| 2377 | 1-Jul-99 | Marathon Canada Limited | $93,256,756.00 |
| 2378 | 1-Jul-99 | Imperial Oil Resources Ventures Limited | $71,134,815.00 |
| 2379 | 1-Jul-99 | Imperial Oil Resources Ventures Limited | $28,865,184.00 |
| 2380 | 1-Jul-99 | PanCanadian Energy Corporation | $1,239,895.00 |
| 2381 | 1-Jul-99 | Shell Canada Limited | $23,303,666.00 |
| 2382 | 1-Jul-99 | Shell Canada Limited | $68,555,664.00 |
| 2383 | 1-Jul-99 | Kerr-McGee Offshore Canada Ltd. | $5,100,000.00 |
| 2384 | 1-Jul-99 | PanCanadian Energy Corporation | $8,157,735.00 |
| 2385 | 1-Jul-99 | Shell Canada Limited | $2,119,679.00 |
| 2386 | 1-Jul-99 | Kerr-McGee Offshore Canada Ltd. | $24,888,888.00 |
| 2387 | 1-Jan-00 | PanCanadian Energy Corporation | $4,856,746.00 |
| 2388 | 1-Jan-00 | Richland Minerals, Inc | $2,225,600.00 |
| 2389 | 1-Jan-00 | PanCanadian Energy Corporation | $15,389,712.00 |
| 2390 | 1-Jan-00 | PanCanadian Energy Corporation | $8,347,986.00 |
| 2391 | 1-Jan-00 | Richland Minerals, Inc | $1,620,600.00 |
| 2392 | 1-Jan-00 | Richland Minerals, Inc | $1,620,600.00 |
| 2393 | 1-Jan-00 | Kerr-McGee Offshore Canada Ltd. | $1,500,000.00 |
| 2394 | 1-Jan-00 | PanCanadian Energy Corporation | $1,331,919.00 |
| 2395 | 1-Jan-00 | PanCanadian Energy Corporation | $13,279,856.00 |
| 2396 | 1-Jan-00 | Kerr-McGee Offshore Canada Ltd. | $6,100,000.00 |
| 2397 | 1-Jan-00 | PanCanadian Energy Corporation | $4,911,865.00 |
| 2398 | 1-Jan-01 | Kerr-McGee Offshore Canada Ltd. | $27,203,000.00 |
| 2399 | 1-Jan-01 | Kerr-McGee Offshore Canada Ltd. | $20,639,000.00 |
| 2400 | 1-Jan-01 | Richland Minerals, Inc | $2,110,000.00 |
| 2401 | 1-Jan-01 | Canadian Superior Energy Inc. | $5,125,800.00 |
| 2402 | 1-Jan-01 | Canadian Superior Energy Inc. | $22,575,000.00 |
| 2403 | 1-Jan-01 | BP Canada Energy Company | $97,776,000.00 |
| 2404 | 1-Jan-01 | Kerr-McGee Offshore Canada Ltd. | $13,120,000.00 |
| 2405 | 1-Jan-01 | Richland Minerals, Inc | $3,210,000.00 |
| 2406 | 1-Jan-02 | Canadian Superior Energy Inc. | $41,250,000.00 |
| 2407 | 1-Jan-02 | BEPCo. Canada Company | $6,742,000.00 |
| 2408 | 1-Jan-02 | PanCanadian Energy Corporation | $10,515,951.00 |
| 2409 | 1-Jan-02 | Canadian Superior Energy Inc. | $15,510,000.00 |
| 2410 | 1-Jan-02 | Marathon Canada Limited | $176,694,282.00 |
| 2411 | 1-Jan-02 | Marathon Canada Limited | $193,621,590.00 |
| 2412 | 1-Jan-02 | Richland Minerals, Inc. | $4,283,650.00 |
| 2413 | 1-Jan-02 | Richland Minerals, Inc. | $2,713,650.00 |
| 2414 | 1-Jan-02 | PanCanadian Energy Corporation | $75,856,789.00 |
| | | **TOTAL** | **$1,560,087,553.00** |

## Interests

There are 59 exploration licences in the Nova Scotia Offshore Area with a total work committment of more than $1.5 billion.

All active Exploration Licences have a maximum term of nine years with an early termination condition after five years unless either a drilling deposit is posted or the drilling of a well is commenced. Period 1 for Exploration Licence 2356 expired on December 31, 2001. This exploration licence was validated for Period 2 with the drilling of the Adamant N-97 well.

Table 3 - Total active interests as of March 31, 2002

| | | |
|---|---|---|
| Exploration Licence | 59 | 7,701,640 |
| Significant Discovery Licence | 33 | 87,109 |
| Production Licence | 6 | 24,545 |

## Exploratory Permits

There are two blocks of exploratory permits located in the southwest and northeast parts of the Nova Scotia Offshore Area, which were issued under legislation that has since been replaced. Before any drilling activity can take place on the subject lands, these permits must be converted to exploration licences. The Accord Acts require the Board and the interest holders to negotiate new terms and conditions for the successor licences.

The permits in the southwestern area of Georges Bank are subject to a statutory moratorium on petroleum activity until December 31, 2012.

The northeastern group of permits straddles the Nova Scotia - Newfoundland inter-provincial boundary and the area of French jurisdiction south of the islands of Saint-Pierre and Miquelon. On May 31, 2000, the federal government announced details of a process to settle the maritime boundary dispute between the provinces of Nova Scotia and Newfoundland and Labrador. Both provinces agreed on the panelists for the Arbitration Tribunal.

The Phase One of the arbitration hearing took place in 2001. On May 17, 2001, the arbitration tribunal ruled that no legally binding agreement existed between Newfoundland and Nova Scotia on the issue. On November 19, 2001 Phase Two of the arbitration hearings began in Fredericton, New Brunswick. In March 2002, the tribunal ruled on the boundary leaving 19 exploration permits (includes portions of permits) within the Nova Scotia Offshore Area. The Board will negotiate the conversion of these permits into Exploration Licences.

## Rights Issuance

The Board reviewed all land nominations received by March 31, 2001 and on June 6, 2001 issued Call for Bids NS01-1 for nine parcels totaling an area of approximately 1,579,970 hectares. Bidding on each parcel was based solely on spending proposed during the first five years of the licence term as determined in accordance with a defined schedule of Allowable Expenditures. The minimum bid that was considered for each licence continued to be $1 million. All licences have a maximum term of nine years with an early termination condition after five years unless either a drilling deposit is posted or the drilling of a well is commenced.

During the call period, the public was invited to submit written comments to the Board. On November 2, 2001, the results of Call for Bids NS01-1 were released. All nine parcels received successful bids totaling more than $527 million. The work expenditure bid of $193,621,590 for Parcel 6 set a record for the largest bid received offshore Nova Scotia. Work expenditure bids now total more than $1.5 billion. Written public comments were received specific to the parcels. The Board will ensure that operators address those comments and concerns in the environmental assessments and environmental impact statements, which the Board requires before authorizing any activities in the licence areas. The written submissions were forwarded to the successful bidders.

Exploration Licences 2406 to 2414 were issued effective January 1, 2002. The Board decided not to proceed with Call for Bids NS01-2. This decision was made following a review of the parcels nominated by the petroleum industry prior to September 30, 2001.

## Interests

There are 59 exploration licences in the Nova Scotia Offshore Area with a total work commitment of more than $1.5 billion.

All active Exploration Licences have a maximum term of nine years with an early termination condition after five years unless either a drilling deposit is posted or the drilling of a well is commenced. Period 1 for Exploration Licence 2356 expired on December 31, 2001. This exploration licence was validated for Period 2 with the drilling of the Adamant N-97 well.

Table 3 - Total Active Interests as of March 31, 2002

| Type of Interest | Number of Interests | Area (hectares) |
|---|---|---|
| Exploration Licence | 59 | 7,701,640 |
| Significant Discovery Licence | 33 | 87,109 |
| Production Licence | 6 | 24,545 |

## Exploratory Permits

There are two blocks of exploratory permits located in the southwest and northeast parts of the Nova Scotia Offshore Area, which were issued under legislation that has since been replaced. Before any drilling activity can take place on the subject lands, these permits must be converted to exploration licences. The Accord Acts require the Board and the interest holders to negotiate new terms and conditions for the successor licences.

The permits in the southwestern area of Georges Bank are subject to a statutory moratorium on petroleum activity until December 31, 2012.

The northeastern group of permits straddles the Nova Scotia - Newfoundland inter-provincial boundary and the area of French jurisdiction south of the islands of Saint-Pierre and Miquelon. On May 31, 2000, the federal government announced details of a process to settle the maritime boundary dispute between the provinces of Nova Scotia and Newfoundland and Labrador. Both provinces agreed on the panelists for the Arbitration Tribunal.

The Phase One of the arbitration hearing took place in 2001. On May 17, 2001, the arbitration tribunal ruled that no legally binding agreement existed between Newfoundland and Nova Scotia on the issue. On November 19, 2001 Phase Two of the arbitration hearings began in Fredericton, New Brunswick. In March 2002, the tribunal ruled on the boundary leaving 19 exploration permits (includes portions of permits) within the Nova Scotia Offshore Area. The Board will negotiate the conversion of these permits into Exploration Licences.

## Rights Issuance

The Board reviewed all land nominations received by March 31, 2001 and on June 6, 2001 issued Call for Bids NS01-1 for nine parcels totaling an area of approximately 1,579,970 hectares. Bidding on each parcel was based solely on spending proposed during the first five years of the licence term as determined in accordance with a defined schedule of Allowable Expenditures. The minimum bid that was considered for each licence continued to be $1 million. All licences have a maximum term of nine years with an early termination condition after five years unless either a drilling deposit is posted or the drilling of a well is commenced.

During the call period, the public was invited to submit written comments to the Board. On November 2, 2001, the results of Call for Bids NS01-1 were released. All nine parcels received successful bids totaling more than $527 million. The work expenditure bid of $193,621,590 for Parcel 6 set a record for the largest bid received offshore Nova Scotia. Work expenditure bids now total more than $1.5 billion. Written public comments were received specific to the parcels. The Board will ensure that operators address those comments and concerns in the environmental assessments and environmental impact statements, which the Board requires before authorizing any activities in the licence areas. The written submissions were forwarded to the successful bidders.

Exploration Licences 2406 to 2414 were issued effective January 1, 2002. The Board decided not to proceed with Call for Bids NS01-2. This decision was made following a review of the parcels nominated by the petroleum industry prior to September 30, 2001.

## Table 4 - 2001 Geophysical Activity Summary

| Program # | Program Summary | Start Date | Completion Date | Total # of Kms Acquired |
|---|---|---|---|---|
| NS26-C146-01E | An exclusive Seabed Survey by Canadian Superior Energy Inc. Vessel (Cabot Sea) | 08-Dec-01 | 19-Dec-01 | 55.0 kms |
| NS24-E40-01E | An exclusive 3D Seismic Survey by ExxonMobil Canada Properties. Vessel (Ramform Valiant) | 01-Jul-01 | 25-Oct-01 | 1 235.0 km2 |
| NS26-E40-01E | Exclusive Seabed Survey by ExxonMobil Canada Properties Vessel (Cabot Sea) | 27-Aug-01<br>28-Sep-01 | 04-Sep-01<br>02-Oct-01 | 30.0 kms<br>393.2 kms |
| NS24-G01-02E | An exclusive 2D Seismic Survey by Gulf Canada Resources Ltd. Vessel (M/V Western Inlet) | 15-Jun-01 | 04-Aug-01 | 399.6 kms |
| NS24-G05-04P | A non-exclusive 2D Seismic Survey by Geophysical Service Inc. Vessel (S/V/ Professor Polshkov) | 18-May-01 | 06-Jun-01 | 1 875.2 kms |
| NS26-J34-01P | A non-exclusive Geotechnical Survey by Jacques Whitford Environmental Ltd. Vessel (MV Cabot Sea) | 30-May-01 | 18-Jun-01 | Not Applicable |
| NS24-P03-04E | An exclusive 3D Seismic Survey by PanCanadian Petroleum Ltd. Vessel (M/V Western Geco Searcher) | 06-May-01<br>29-Jun-01 | 27-Jun-01<br>30-Jul-01 | 1138.9 km2 |
| NS26-P03-03E | An exclusive Site Survey by PanCanadian Petroleum Ltd. Vessel (Cabot Sea) | 30-Apr-01 | 22-May-01 | 0692.0 kms |
| NS26-P03-04E | An exclusive Geotechnical Survey by PanCanadian Petroleum Ltd. Vessel (M/S Bucentaur) | 07-Jun-01 | 15-Jun-01 | Not Applicable |
| NS26-P03-05E | An exclusive Geophysical & Geotechnical Survey by PanCanadian Petroleum Ltd. Vessel (Cabot Sea [Geophysical], Ryan Leet [Geotechnical]) | 08-Sep-01<br>09-Oct-01 | 25-Sep-01<br>22-Oct-01 | 2018.7kms<br>Not Applicable |
| NS24-S06-02E | An exclusive 3D Seismic Survey by Shell Canada. Vessel (M/V Western Monarch) | 01-May-01 | 15-Jun-01 | 1100.0 km2 |
| NS26-S86-01E | An exclusive Geotechnical Survey by Sable Offshore Energy Inc. Vessel (M/S Bucentaur) | 30-May-01 | 12-Jun-01 | Not Applicable |
| NS24-V03-04P | A non-exclusive 3D Seismic Survey by Veritas Geophysical (Canada) Ltd. Vessel (SR/V Veritas Viking) | 30-Apr-01 | 18-Jun-01 | 1333.8 km2 |
| NS24-W30-01P | A non-exclusive 2D Seismic Survey by WesternGeco Canada Ltd. Vessel (Western Inlet) | 23-Apr-01 | 24-Sep-01 | 10 686.04 kms |

# Operations

Stuart Pinks
Manager, Operations

During the past fiscal year, the Board established an Operations division separate from the Health, Safety & Environment division. Operations tracks all offshore activities and authorizations. This has not only assisted with more timely and efficient activity reviews but has also enhanced reviews of operational safety.

## Offshore Activities

The level of activity related to offshore exploration and production continues to increase from previous years. The following table provides a summary of work activities approved by the Board for the reporting period, and provides comparative numbers for the previous two years.

Table 5 - Work Activity

| Activity | 2001 | 2000 | 1999 |
|---|---|---|---|
| **Drilling** | | | |
| Drilling Program Authorization | 2 | 2 | 0 |
| Authority to Drill a Well | 6 | 6 | 5 |
| **Geophysical / Geotechnical** | | | |
| Seismic | 8* | 6 | 6 |
| Seabed Survey, Geotechnical Evaluation | 7 | 4 | 1 |
| Aeromagnetic Survey | 0 | 1 | 2 |
| Geochemical Survey | 0 | 1 | 0 |
| **Diving** | | | |
| Diving Program Authorization | 2 | 1 | 2 |
| **Totals** | 25 | 21 | 16 |

* Work associated with 1 seismic program did not proceed

# Operations

Stuart Pinks
Manager, Operations

During the past fiscal year, the Board established an Operations division separate from the Health, Safety & Environment division. Operations tracks all offshore activities and authorizations. This has not only assisted with more timely and efficient activity reviews but has also enhanced reviews of operational safety.

## Offshore Activities

The level of activity related to offshore exploration and production continues to increase from previous years. The following table provides a summary of work activities approved by the Board for the reporting period, and provides comparative numbers for the previous two years.

Table 5 - Work Activity

| Activity | Number of Applications Approved 2001 | 2000 | 1999 |
|---|---|---|---|
| **Drilling** | | | |
| Drilling Program Authorization | 2 | 2 | 0 |
| Authority to Drill a Well | 6 | 6 | 5 |
| **Geophysical / Geotechnical / Geochemical** | | | |
| Seismic | 8* | 6 | 6 |
| Seabed Survey, Geotechnical Evaluation | 7 | 4 | 1 |
| Aeromagnetic Survey | 0 | 1 | 2 |
| Geochemical Survey | 0 | 1 | 0 |
| **Diving** | | | |
| Diving Program Authorization | 2 | 1 | 2 |
| **Totals** | **25** | **21** | **16** |

* Work associated with 1 seismic program did not proceed

## Exploratory Drilling

Three operators were granted authorizations by the Board to drill exploration wells during the past year.

Three exploratory wells, Murphy Musquodoboit E-23, Southhampton, and Murphy Queensland M-88, were drilled by PanCanadian using the Rowan Gorilla V jack-up rig. These wells were subsequently abandoned. Technical data from these wells remains confidential for a period of two years from the date of termination of each well.

In late 2001, Shell Canada commenced drilling of the Onondaga B-84 exploratory well using the Galaxy II jack-up rig, and Marathon Oil commenced drilling of the Annapolis B-24 deep water exploratory well using the West Navion, a state of the art dynamically positioned drill ship. The Marathon well is the first deep water well (approximately 1,775 metres water depth) drilled since the inception of the Board. Both of the aforementioned wells should be completed during the 2nd quarter of 2002.

In addition, the Board began processing a Drilling Program Authorization request submitted by PanCanadian for a multi-well program using the Eirik Raude semi-submersible drilling rig. As of March 31, 2002, construction of this new rig is ongoing at Halifax Shipyards. Sea trials are scheduled for the summer of 2002 prior to it being released for the drilling of its inaugural well.

## Sable Offshore Energy Project

Two additional Tier I productions wells were brought on stream bringing the total number of producing wells to twelve (12). The Venture field has five (5) producing wells, the Thebaud field has five (5), and the North Triumph field has two (2). Authorization approval of one development well was granted in the previous fiscal year, but that well was drilled in this fiscal year.

During the 12 month reporting period (April 1, 2001 to March 31, 2002), a total of 5,543 million cubic metres of raw gas (196 billion cubic feet) were produced from the three production fields, with 2,099 million cubic metres (74 billion cubic feet) from Venture, 2,063 million cubic metres (73 billion cubic feet) from Thebaud, and 1,381 million cubic metres (49 billion cubic feet) from North Triumph.

In January, 2002, the Board approved an application for a revised Production Operations Authorization (POA) for the Sable Offshore Energy Project (SOEP) to change the operator of record from Sable Offshore Energy Inc. to the project's largest equity holder, ExxonMobil Canada Properties. The new operator has agreed to all the conditions of the Development Plan and Benefits Plan Decision Reports for the Sable project.

ExxonMobil has advised the Board of its intent to proceed with the development of Tier II of the Sable Offshore Energy Project. Initially, the Alma field will be brought on stream in 2003, with further fields potentially being added in 2004 and 2005. ExxonMobil has indicated its intention to submit an application to install a sub-sea interconnecting pipeline during the summer of 2002 from the Alma field to the existing sub-sea pipeline from the Thebaud field.

## Geophysical / Geotechnical / Geochemical

Applications for 15 geophysical / geotechnical surveys were approved during the reporting period, although one of these surveys was never conducted. This included seismic, well site, and pipeline route surveys for which more than 4,808 square kilometres of 3-D seismic, 12,961 kilometres of 2-D seismic, and 2,019 kilometres of shallow seismic seabed surveys were recorded.

## Diving Programs

Two surface supplied air diving programs for maintenance and inspection work were authorized during the year. Both diving programs were carried out using Canadian flagged vessels. The Board authorization review process included assuring that the Certificate of Fitness was in place for the diving equipment, an evaluation of the proposed diving program, along with a review and / or granting of diver certificates.

## Deep Panuke Project

PanCanadian submitted applications for the regulatory approval of the Deep Panuke Project. In developing this project, PanCanadian proposes to install three separate offshore platforms: a wellhead platform, a production platform and an accommodation platform connected via pedestrian/service bridges. Gas would be transported to shore via a 24" sub-sea pipeline to interconnect with pipeline facilities owned and operated by Maritimes & Northeast Pipeline. PanCanadian estimates that the reservoir contains 935bcf of recoverable gas reserves.

A Project Description was submitted in July 2001 initiating the Federal Co-ordination Process under the Canadian Environmental Assessment Act (CEAA). It was determined that the project required a Comprehensive Study, an intensive form of environmental assessment applied to large-scale, complex and environmentally sensitive projects. The Board is leading the review process in accordance with the CEAA, and has entered into a Memorandum of Understanding (MOU) with other Responsible Authorities (the National Energy Board, the Department of Fisheries and Oceans, Environment Canada, and Industry Canada), and with the Province of Nova Scotia and the Canadian Environmental Assessment Agency in this regard.

PanCanadian subsequently filed with the Board a Development Plan Application, a Benefits Plan and the draft Comprehensive Study Report (CSR) on March 1, 2002.

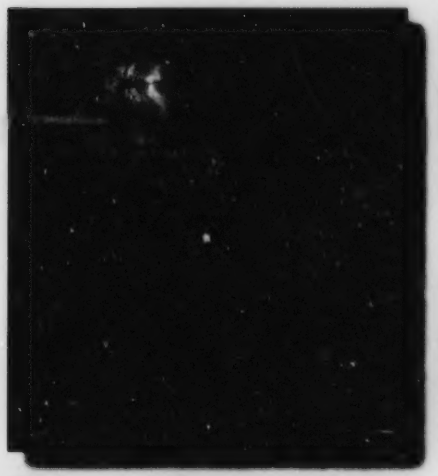
The CSR is being evaluated separately as per the process defined by the CEAA and the MOU. This will include an intensive period of technical review and public comment. After necessary revisions, the CSR must be submitted to the Canadian Environmental Assessment Agency, which will forward it to the Federal Minister of the Environment. The Agency will coordinate further public comment on the CSR, as required by the CEAA. Furthermore, the provincial Minister of Environment and Labour may need to review the CSR if the provincial environmental assessment process is invoked.

Following acceptance of the CSR by the Federal Minister of Environment, and the Provincial Minister of Environment and Labour (if required), the Board can proceed with its public review process for the Development Plan Application and the associated Benefits Plan.

## Audits

The Board completed a total of 15 audits in the past year. These audits included pre-inspection of all major vessels prior to granting authorities for offshore operations, audits of ongoing operations, which addressed Health, Safety and Environment issues, and a technical audit of a certifying authority. These audits identified a number of action items to be addressed and in each case such items were followed up to assure such actions had been properly completed to the satisfaction of the Board.

An audit plan has been developed for 2002/03 to undertake a series of audits for compliance with safety, environment and conservation regulations and requirements.



Clockwise from top left:

A presenter at the public hearings of the Cape Breton Public Review Commission in January, 2002. (Cape Breton Post)

Presenters line up at the microphone during the public hearings of the Cape Breton Public Review Commission in January, 2002. (Cape Breton Post)

Denise DiMattia of the Canada – Nova Scotia Offshore Petroleum Board during the Offshore Survival Training course, a requirement of anyone traveling to an offshore facility. (Morrow Scot-Brown)

Testing samples on the Thebaud platform of the Sable Offshore Energy Project. (ExxonMobil/Prisma Productions)

Checking fire fighting equipment on the Thebaud platform of the Sable Offshore Energy Project. (ExxonMobil/Prisma Productions)

# Health, Safety & Environment

C. Andrew Parker
Manager, Health, Safety
& Environment

The regulation of Health, Safety and Environment is a process based on continuous assessment of risk and ongoing stakeholder communication. The Board fosters the development of internal company programs that are site specific and made in accordance with regulatory requirements under the Accord Acts and all applicable federal and provincial law.

The Board has Memoranda of Understanding (MOU) in place with other government agencies that have specialized expertise, which can provide advice to the Board and may overlap in regulatory jurisdiction. In all instances, the purpose of the MOU is to make regulatory collaboration efficient, fair, and effective. During the year, MOU's were finalized with the federal departments of Fisheries & Oceans and Transport Canada. Formal work plans were developed as part of the existing MOU with Environment Canada and the new MOU with Fisheries and Oceans. In addition, there was extensive consultation with the National Energy Board and the Nova Scotia Department of Environment and Labour.

The Board has technically specialized personnel appointed as Safety and/or Conservation Officers. These Officers conduct various detailed HSE-related audits and provide advice to the Board prior to the issuance of authorizations for work, during operations, and decommissioning. The Board also responds to incidents that cause harm, or under certain circumstances may have caused harm, to people or the environment. Board follow-up typically involves verifying that industry has provided an adequate response to the incident and that causation is understood and changes made as part of a continuous improvement cycle. In some cases, Board staff conduct independent investigations, and if necessary, exercise enforcement.

## Health & Safety

The Board continues to regulate in accordance with the Accord Acts, regulations, and the Occupational Health and Safety Requirements. The Board also participated in extensive consultations with government toward formal legislative amendments regarding occupational health and safety. The Board's OHS Requirements continue in place to provide direction to the operators and protection for the workers until the legislative amendments are finalized.

In recognition of national and international trends, and in response to audits and investigations, specific efforts were made to clarify regulatory expectations and enhance industry awareness of ergonomics, industrial hygiene, and human factors. The Board is also preparing to coordinate final drafting, external review, and issuance of new health and safety related guidelines regarding:

- Certificate of Fitness;
- Incident Reporting; and
- Occupational Health and Hygiene.

The Board also participated with industry in the development of Training and Qualification Guidelines.

### Incident Reports

Regulations under the Accord Acts list mandatory reporting requirements for many types of safety-related incidents. Examples of incidents that occur on offshore installations that require immediate reporting to the Board include events resulting in disabling injuries and events that didn't cause injury, but had a high potential to cause injury. The Board responded to, and monitored, Operator investigations of 32 health and safety related incidents that occurred over the past year. In all cases, the Board verified that actions were taken to improve systems and effectively prevent similar occurrences. Board officers conducted four independent investigations into offshore incidents. Two of these investigations were in response to worker complaints related to health and safety at specific worksite locations.

A concerted effort is currently underway to review offshore regulations, international offshore reporting criteria, industry best practice, and provincial requirements for the reporting and tracking of safety-related incidents. Work is progressing on more complete and precise Incident Reporting Guidelines, which will include both 'leading' and 'trailing' indicators of safety.

### Injury Statistics

We are pleased to report, there were no lost-time injuries registered in the Nova Scotia Offshore Area in 2001. This is an outstanding accomplishment given that there were over 1.7 million person hours worked during this reporting period.

A summary of all injury data that was received for calendar year 2001 is provided in Table 6. As mentioned, the table shows there were no lost time injuries (LTIs) reported to the Board. There were four injuries that resulted in workers receiving restricted work assignments (RWIs), 10 injuries requiring medical attention, and 95 injuries that required first aid attention. The Board requires that all Operators maintain records of all types of minor injuries so that trends can be monitored and preventive strategies can be developed before more serious disabling injuries occur.

The term 'disabling injuries' is referenced in offshore regulations and effectively includes all lost time and restricted work injuries. In 2001, there were four disabling injuries over 1.7 million person hours, which equates to a frequency rate of 0.5 per 200,000 person hours. This indicator shows a marked improvement over operating year 2000 where the disabling injury frequency rate was 2.0 per 200,000 person hours.

TABLE 6 - 2001 HEALTH AND SAFETY INJURY STATISTICS

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| **INSTALLATIONS** | 899,244 | 0 | 3 | 9 | 70 |
| **AVIATION** | 82,660 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| **VESSELS** | 720,312 | 0 | 1 | 1 | 24 |
| **TOTALS** | 1,702,216 | 0 | 4 | 10 | 95 |

**Lost Time Injury** - an employment injury or occupational illness that prevents a worker from performing their duties on their next shift or from participating in restricted work program

**Restricted Work Injury** - is any work injury that results in temporary work assignment that may not include the normal duties of the person's regular job

**Medical Aid Injury** - is an employment injury or occupational illness requiring medical treatment by a physician or other medical professional under the standing order of a physician, if the employee can return to regular work duties for their next shift

**First Aid Injury** - is any one-time treatment and subsequent observation of minor scratches, cuts, burns, splinters, and so forth which do not ordinarily require medical care by a physician.

## ENVIRONMENTAL PROTECTION

The Board is responsible for protection of the environment during all phases of offshore petroleum activities, from initial exploration to abandonment. The Board is now officially a Federal Authority under the Canadian Environmental Assessment Act (CEAA). Although most development proposals fall under the CEAA, exploration projects will only fall under the Act when additional regulatory amendments are enacted, likely in mid 2002.

The Board's environmental assessment process starts at the Call for Bids stage. At this stage, a strategic, or broad environmental assessment is conducted which identifies or "red flags" environmental concerns or issues. These issues may be addressed through future project-specific environmental assessments, or by the Board deciding not to accept bids on a particular parcel. All subsequent projects, including seismic programs and exploratory wells, must undergo an environmental assessment prior to approval by the Board.

### FISHERIES AND ENVIRONMENTAL ADVISORY COMMITTEE

The Board consults with its Fisheries and Environmental Advisory Committee (FEAC) on environmental and fisheries related matters. A total of three FEAC meetings were held in the 2001/2002 fiscal year. Many of the Board's environmental initiatives, and the location and timing of proposed seismic and drilling programs are sent to committee members for their advice and comment. The Board, in addressing fisheries and environmental matters relating to offshore oil and gas exploration and development, considers advice and recommendations from the advisory committee. In the past year, the FEAC membership made a presentation to the Board addressing their views on the rights issuance process, seismic overlap issues, fisheries observers on offshore petroleum facilities, and long term planning issues. The Board will consider these views in its future decision-making process.

## Table 6 - 2001 Health and Safety Injury Statistics

| OPERATION | HOURS | Lost Time Injury | Restricted Work Injury | Medical Aid Injury | First Aid Injury |
|---|---|---|---|---|---|
| INSTALLATIONS | 899,244 | 0 | 3 | 9 | 70 |
| AVIATION | 82,660 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| VESSELS | 720,312 | 0 | 1 | 1 | 24 |
| TOTALS | 1,702,216 | 0 | 4 | 10 | 95 |

**Lost Time Injury** - an employment injury or occupational illness that prevents a worker from performing their duties on their next shift or from participating in restricted work program

**Restricted Work Injury** - is any work injury that results in temporary work assignment that may not include the normal duties of the person's regular job

**Medical Aid Injury** - is an employment injury or occupational illness requiring medical treatment by a physician or other medical professional under the standing order of a physician, if the employee can return to regular work duties for their next shift

**First Aid Injury** - is any one-time treatment and subsequent observation of minor scratches, cuts, burns, splinters, and so forth which do not ordinarily require medical care by a physician.

## Environmental Protection

The Board is responsible for protection of the environment during all phases of offshore petroleum activities, from initial exploration to abandonment. The Board is now officially a Federal Authority under the Canadian Environmental Assessment Act (CEAA). Although most development proposals fall under the CEAA, exploration projects will only fall under the Act when additional regulatory amendments are enacted, likely in mid 2002.

The Board's environmental assessment process starts at the Call for Bids stage. At this stage, a strategic, or broad environmental assessment is conducted which identifies or "red flags" environmental concerns or issues. These issues may be addressed through future project-specific environmental assessments, or by the Board deciding not to accept bids on a particular parcel. All subsequent projects, including seismic programs and exploratory wells, must undergo an environmental assessment prior to approval by the Board.

### Fisheries and Environmental Advisory Committee

The Board consults with its Fisheries and Environmental Advisory Committee (FEAC) on environmental and fisheries related matters. A total of three FEAC meetings were held in the 2001/2002 fiscal year. Many of the Board's environmental initiatives, and the location and timing of proposed seismic and drilling programs are sent to committee members for their advice and comment. The Board, in addressing fisheries and environmental matters relating to offshore oil and gas exploration and development, considers advice and recommendations from the advisory committee. In the past year, the FEAC membership made a presentation to the Board addressing their views on the rights issuance process, seismic overlap issues, fisheries observers on offshore petroleum facilities, and long term planning issues. The Board will consider these views in its future decision-making process.

## Table 7 - Environmental Assessments

| Activity | 2001-02 | 2000-01 |
|---|---|---|
| Seismic | 8 | 10 |
| Other Geophysical/Geotechnical | 7 | 6 |
| Drilling Programs | 2* | 5 |
| Strategic Environmental Assessment | 1 | 1 |
| **Total** | **18** | **22** |

* Environmental assessments are now conducted at the Drilling Program Authorization stage

## Strategic Environmental Assessment

In this reporting period, the Board conducted a Strategic Environmental Assessment (SEA) for the nine parcels of land included in the Call for Bids NS01-1. It contracted out the ecological overview of the nine parcels and staff used that information to complete the SEA. The assessment concluded that although there are no known sensitive areas that lie within any of the nine parcels, there are several important habitats found in nearby waters. The assessment was posted to the Board's website to provide the general public with information to prepare written comments on the Call for Bids. The SEA is not meant to replace the more detailed environmental assessment required for any application for a work activity under the Board's regulatory process.

## Guidelines

Offshore Waste Treatment Guidelines: The Offshore Waste Treatment Guidelines, published jointly by the Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board (C-NOPB), the Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board (CNSOPB) and the National Energy Board (NEB), describe the Boards' minimum expectations for the treatment and disposal of wastes from oil and gas drilling and production operations carried out in Canada's frontier areas. A Board can require more stringent procedures and practices if it believes this is necessary in individual circumstances. The last revision of the Guidelines was published in September 1996.

Review of the Offshore Waste Treatment Guidelines was initiated in November 1999. It has been conducted by a multi-stakeholder working group, chaired by a C-NOPB representative, with membership from the three Boards, other government agencies, non-governmental organizations, the offshore industry, and the general public. The current working draft of the revised Guidelines has been released for public comment. The draft Guidelines will be revised as necessary by the working group and submitted formally to the Boards for their consideration. Each successive edition of the Guidelines has been characterized by more restrictive minimum requirements and coverage of a broader range of wastes.

Compensation Damages Guidelines: The Compensation Guidelines Respecting Damages Relating to Offshore Petroleum Activities, published jointly by the C-NOPB and the CNSOPB, describe the various compensation sources available to potential claimants for loss or damage related to spills of substance, as defined in regulation, or debris left on the ocean floor from offshore petroleum activities. The original edition of these guidelines was published in September 1991. The two Boards undertook a revision of these guidelines during the 2001/2002 fiscal year. The primary changes were administrative only and a revised version has been published.

## Environmental Studies Research Fund

The Environmental Studies Research Funds (ESRF) is a research program which sponsors environmental and social studies. It is designed to assist in the decision-making process related to oil and gas exploration and development on Canada's frontier lands. Funding for the ESRF is provided through levies on frontier lands paid by the oil and gas companies that hold the rights. The ESRF is directed by a joint government/ industry/ public Management Board. The CNSOPB is a member of the Management Board.

Research focused on three primary topics: seismic effects, cumulative impact and discharges from offshore facilities. During the year, there were studies on seabird impacts, sensitive area mapping, air shed monitoring, and drilling mud dispersion modeling. Also, a project on effects of seismic energy on snow crab was approved and funded, but the work will only commence next fiscal year.

## Regional Initiatives

The Board is also involved in initiatives led by the Department of Fisheries and Oceans (DFO) related to marine protected areas and integrated management planning under the Oceans Act. The Board has signed Memoranda of Understanding with both the Department of Fisheries and Oceans, and Environment Canada and works very closely with both departments. Annual work plan projects are developed and implemented with each department. The MOU with DFO was finalized during the summer of 2001.

## Cape Breton Public Review

The Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board received a joint directive from the federal and provincial energy ministers on October 20, 2000 to conduct a Public Review on the effects of potential oil and gas exploration and drilling activities within Exploration Licences 2364, 2365, and 2368. The Board appointed Dr. Teresa MacNeil as Commissioner of the Public Review. Dr. MacNeil conducted an independent review and submitted a report to the Board, and the federal and provincial governments in March 2002. The recommendations in the report will be taken under advisement and a final determination made. As an interim measure, the Board has issued an order prohibiting any petroleum activity on the three Exploration Licences until completion of the Public Review.

## Spills and Releases

The Board requires all spills and releases from offshore petroleum activities to be reported. When appropriate, staff follow up to ensure measures are taken by the responsible operator. If justified, a legal investigation is undertaken and enforcement measures considered. Spills during the 2001/2002 fiscal year are shown in the following table.

Table 8 - Reported Spills for the Nova Scotia Offshore Area

| Material | Less than 1L | 1 - 10 L | 11 - 150L | Greater than 150L |
|---|---|---|---|---|
| Condensate | 2 | | | |
| Synthetic Muds | 1 | 1 | 2 | |
| Light Oil | 10 | 6 | 1 | |
| Mono-ethylene Glycol | | | | 1 |
| **Totals** | **13** | **7** | **3** | **1** |

## Table 7 - Environmental Assessments

| [illegible] | [illegible] | [illegible] |
|---|---|---|
| Seismic | 8 | 10 |
| Other Geophysical/Geotechnical | 7 | 6 |
| Drilling Programs | 2* | 5 |
| Strategic Environmental Assessment | 1 | 1 |
| Total | 18 | 22 |

* Environmental assessments are now conducted at the Drilling Program Authorization stage.

## Strategic Environmental Assessment

In this reporting period, the Board conducted a Strategic Environmental Assessment (SEA) for the nine parcels of land included in the Call for Bids NS01-1. It contracted out the ecological overview of the nine parcels and staff used that information to complete the SEA. The assessment concluded that although there are no known sensitive areas that lie within any of the nine parcels, there are several important habitats found in nearby waters. The assessment was posted to the Board's website to provide the general public with information to prepare written comments on the Call for Bids. The SEA is not meant to replace the more detailed environmental assessment required for any application for a work activity under the Board's regulatory process.

## Guidelines

Offshore Waste Treatment Guidelines: The Offshore Waste Treatment Guidelines, published jointly by the Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board (C-NOPB), the Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board (CNSOPB) and the National Energy Board (NEB), describe the Boards' minimum expectations for the treatment and disposal of wastes from oil and gas drilling and production operations carried out in Canada's frontier areas. A Board can require more stringent procedures and practices if it believes this is necessary in individual circumstances. The last revision of the Guidelines was published in September 1996.

Review of the Offshore Waste Treatment Guidelines was initiated in November 1999. It has been conducted by a multi-stakeholder working group, chaired by a C-NOPB representative, with membership from the three Boards, other government agencies, non-governmental organizations, the offshore industry, and the general public. The current working draft of the revised Guidelines has been released for public comment. The draft Guidelines will be revised as necessary by the working group and submitted formally to the Boards for their consideration. Each successive edition of the Guidelines has been characterized by more restrictive minimum requirements and coverage of a broader range of wastes.

Compensation Damages Guidelines: The Compensation Guidelines Respecting Damages Relating to Offshore Petroleum Activities, published jointly by the C-NOPB and the CNSOPB, describe the various compensation sources available to potential claimants for loss or damage related to spills of substance, as defined in regulation, or debris left on the ocean floor from offshore petroleum activities. The original edition of these guidelines was published in September 1991. The two Boards undertook a revision of these guidelines during the 2001/2002 fiscal year. The primary changes were administrative only and a revised version has been published.

## Environmental Studies Research Fund

The Environmental Studies Research Funds (ESRF) is a research program which sponsors environmental and social studies. It is designed to assist in the decision-making process related to oil and gas exploration and development on Canada's frontier lands. Funding for the ESRF is provided through levies on frontier lands paid by the oil and gas companies that hold the rights. The ESRF is directed by a joint government/ industry/ public Management Board. The CNSOPB is a member of the Management Board.

Research focused on three primary topics: seismic effects, cumulative impact and discharges from offshore facilities. During the year, there were studies on seabird impacts, sensitive area mapping, air shed monitoring, and drilling mud dispersion modeling. Also, a project on effects of seismic energy on snow crab was approved and funded, but the work will only commence next fiscal year.

## Regional Initiatives

The Board is also involved in initiatives led by the Department of Fisheries and Oceans (DFO) related to marine protected areas and integrated management planning under the Oceans Act. The Board has signed Memoranda of Understanding with both the Department of Fisheries and Oceans, and Environment Canada and works very closely with both departments. Annual work plan projects are developed and implemented with each department. The MOU with DFO was finalized during the summer of 2001.

## Cape Breton Public Review

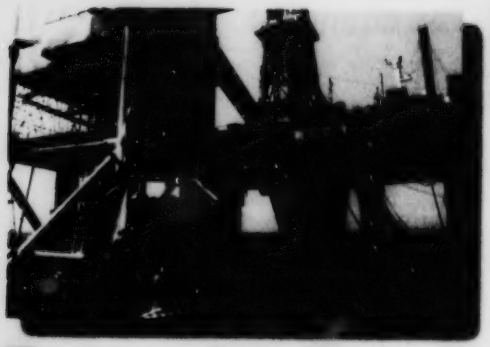
The Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board received a joint directive from the federal and provincial energy ministers on October 20, 2000 to conduct a Public Review on the effects of potential oil and gas exploration and drilling activities within Exploration Licences 2364, 2365, and 2368. The Board appointed Dr. Teresa MacNeil as Commissioner of the Public Review. Dr. MacNeil conducted an independent review and submitted a report to the Board, and the federal and provincial governments in March 2002. The recommendations in the report will be taken under advisement and a final determination made. As an interim measure, the Board has issued an order prohibiting any petroleum activity on the three Exploration Licences until completion of the Public Review.

## Spills and Releases

The Board requires all spills and releases from offshore petroleum activities to be reported. When appropriate, staff follow up to ensure measures are taken by the responsible operator. If justified, a legal investigation is undertaken and enforcement measures considered. Spills during the 2001/2002 fiscal year are shown in the following table.

Table 8 - Reported Spills for the Nova Scotia Offshore Area

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| Condensate | 2 | | | |
| Synthetic Muds | 1 | 1 | 2 | |
| Light Oil | 10 | 6 | 1 | |
| Mono-ethylene Glycol | | | | 1 |
| Totals | 13 | 7 | 3 | 1 |



Clockwise from top left:

Divers prepare to enter water for work on an offshore facility. (Dominion Diving)

Loading a supply vessel at the Thebaud platform of the Sable Offshore Energy Project. (ExxonMobil/Prisma Productions)

Control room Thebaud platform of the Sable Offshore Energy Project. (ExxonMobil/Prisma Productions)

The GSI Admiral, the only Canadian-flagged seismic vessel. (Geophysical Services Incorporated)

Helicopter pilot flying to an offshore facility. (ExxonMobil/Prisma Productions)

# Industrial Benefits and Employment

Debbie Mountenay
Manager, Administration
& Industrial Benefits

The Accord legislation, which gives the Board its mandate, requires that a Canada-Nova Scotia Industrial Benefits and Employment Plan be submitted and approved by the Board prior to any activity taking place offshore Nova Scotia. In each Benefits Plan, offshore operators must commit to the fundamental principles in the Accord legislation. These fundamental principles include: "full and fair opportunity" and "first consideration". "Full and fair opportunity" means providing manufacturers, consultants, contractors and service companies in Nova Scotia and other parts of Canada with a full and fair opportunity to participate in the activity on a competitive basis. "First consideration" provides employment and training opportunities for Canadians, in particular members of the labour force of Nova Scotia. "First consideration" must also be given to goods manufactured in, and services provided from, Nova Scotia, where those goods and services are competitive in terms of fair market price, quality and delivery. A Benefits Plan must also address the establishment of an office in Nova Scotia with the appropriate level of decision-making, as well as promotion of education and training and research and development in Nova Scotia.

## Benefits

Industrial Benefits and Employment continues to be an interesting and challenging aspect of the Board's mandate. This past year saw the establishment of local offices by new operators, work on Tier II of the Sable Offshore Energy Project and the filing of the Development and Benefits Plans for PanCanadian Energy's Deep Panuke Project.

The Board consults with the federal and provincial governments on benefits matters through the Benefits Review Committee. The committee is composed of Board representatives as well as representatives from Natural Resources Canada and the Nova Scotia Petroleum Directorate. Other federal and provincial government agencies and departments are invited to participate as deemed appropriate. While the committee meets on a quarterly basis, special meetings are also called to discuss specific benefits-related issues. The Benefits Review Committee enables the Board to carry out its consultation duty more efficiently.

## Exploration Activity

This past year, the Board reviewed and approved benefits plans for 15 geophysical programs. While benefits results for these programs are still being compiled, we are seeing a trend to increases in Nova Scotians and other Canadians being hired by seismic companies for their worldwide operations, recruitment of Nova Scotians and other Canadians from our technical institutions, and research and development initiatives in the province.

In April 2001, the Board approved a Benefits Plan submitted by Shell Canada Limited for a one-well, shallow water drilling program. The well, Onondaga, is located on Significant Discovery Licence 2121 and continues to be drilled at year-end.

Three jack-up drilling rigs were used offshore Nova Scotia in the fiscal year; two remain in the area. These rigs are crewed primarily by Canadians, the majority of whom are Nova Scotians, and are an example of succession plans that have provided the opportunity to replace foreign workers with people living in Nova Scotia and other parts of Canada.

This past fiscal year saw drilling move to deep water, with the commencement of Marathon Canada Limited's Exploration, Delineation and Pre-development Program on its Annapolis Block, Exploration Licence 2377. Drilling of this well by the drillship West Navion continues at year-end.

In February 2002, the Board approved a Benefits Plan submitted by Chevron Canada Resources for a drilling program proposed in the Mahone Block, Exploration Licence 2359. The well is planned to penetrate structures that have not previously been drilled in the deep water areas of Nova Scotia.

The drilling units utilized in deep water programs are new to the Nova Scotia Offshore Area. While safety is the primary focus, the Board works with the operator to ensure that the full and fair opportunity and first consideration requirements of the legislation are applied to crewing.

The Board closed this fiscal year by approving a Benefits Plan submitted by El Paso Canada Pipeline Company related to the first phase of the Blue Atlantic Transmission System. The project, at this point, is conceptual and consists of a proposed subsea natural gas transmission pipeline, which will gather natural gas from Nova Scotia Offshore Area and transport it to the United States.

During the year, ExxonMobil Canada and PanCanadian Energy carried out exploration drilling programs under Benefits Plans approved in early 2000 and 2001 respectively.

Table 9 - Benefit Plan Approvals

| Benefits Plan | 2001/02 | 2000/01 |
|---|---|---|
| Geophysical Programs | 15 | 12 |
| Drilling Programs* | 2 | 3 |
| Pipeline | 1 | 0 |

* Benefits Plans are submitted for Drilling Program Applications and not for the individual Application to Drill a Well.

At year-end, the Board was reviewing Benefits Plans for two additional drilling programs.

## Benefits Plan Monitoring

The review and approval of a Benefits Plan is just the beginning of the process. The Board continues to monitor all procurement, hiring and contracting by operators for adherence to approved plans and the Accord Acts.

There are currently nine Benefits Plans approved or in the process of review for operations in the Nova Scotia Offshore Area. These are in addition to the Benefits Plans that cover the geophysical/geotechnical programs. Each contract, over a certain threshold, is reviewed by the Board to ensure the proper process is followed for full and fair opportunity and first consideration to goods and services provided by companies in Nova Scotia and the rest of Canada. As well, employment opportunities are reviewed to ensure Canadians, and in particular residents of Nova Scotia, have full and fair opportunity and are given first consideration for jobs.

The monitoring of Benefits Plans includes the review of the Expressions of Interest, Bidder's Lists, and Contract Awards. Members of the Benefits Review Committee are kept informed throughout the process.

## Exploration Activity

This past year, the Board reviewed and approved benefits plans for 15 geophysical programs. While benefits results for these programs are still being compiled, we are seeing a trend to increases in Nova Scotians and other Canadians being hired by seismic companies for their worldwide operations, recruitment of Nova Scotians and other Canadians from our technical institutions, and research and development initiatives in the province.

In April 2001, the Board approved a Benefits Plan submitted by Shell Canada Limited for a one-well shallow water drilling program. The well, Onondaga, is located on Significant Discovery Licence 2121 and continues to be drilled at year-end.

Three jack-up drilling rigs were used offshore Nova Scotia in the fiscal year, two remain in the area. These rigs are crewed primarily by Canadians, the majority of whom are Nova Scotians, and are an example of succession plans that have provided the opportunity to replace foreign workers with people living in Nova Scotia and other parts of Canada.

This past fiscal year saw drilling move to deep water, with the commencement of Marathon Canada Limited's Exploration, Delineation and Pre-development Program on its Annapolis Block, Exploration Licence 2377. Drilling of this well by the drillship West Navion continues at year-end.

In February 2002, the Board approved a Benefits Plan submitted by Chevron Canada Resources for a drilling program proposed in the Mahone Block, Exploration Licence 2359. The well is planned to penetrate structures that have not previously been drilled in the deep water areas of Nova Scotia.

The drilling units utilized in deep water programs are new to the Nova Scotia Offshore Area. While safety is the primary focus, the Board works with the operator to ensure that the full and fair opportunity and first consideration requirements of the legislation are applied to crewing.

The Board closed this fiscal year by approving a Benefits Plan submitted by El Paso Canada Pipeline Company related to the first phase of the Blue Atlantic Transmission System. The project, at this point, is conceptual and consists of a proposed subsea natural gas transmission pipeline, which will gather natural gas from Nova Scotia Offshore Area and transport it to the United States.

During the year, ExxonMobil Canada and PanCanadian Energy carried out exploration drilling programs under Benefits Plans approved in early 2000 and 2001 respectively.

Table 9 - Benefit Plan Approvals

| [illegible] Plan | 2001/02 | 2000/01 |
|---|---|---|
| Geophysical Programs | 15 | 12 |
| Drilling Programs* | 2 | 3 |
| Pipeline | 1 | 0 |

* Benefits Plans are submitted for Drilling Program Applications and not for the individual Application to Drill a Well.

At year end, the Board was reviewing Benefits Plans for two additional drilling programs.

## Benefits Plan Monitoring

The review and approval of a Benefits Plan is just the beginning of the process. The Board continues to monitor all procurement, hiring and contracting by operators for adherence to approved plans and the Accord Acts.

There are currently nine Benefits Plans approved or in the process of review for operations in the Nova Scotia Offshore Area. These are in addition to the Benefits Plans that cover the geophysical/geotechnical programs. Each contract, over a certain threshold, is reviewed by the Board to ensure the proper process is followed for full and fair opportunity and first consideration to goods and services provided by companies in Nova Scotia and the rest of Canada. As well, employment opportunities are reviewed to ensure Canadians, and in particular residents of Nova Scotia, have full and fair opportunity and are given first consideration for jobs.

The monitoring of Benefits Plans includes the review of the Expressions of Interest, Bidder's Lists, and Contract Awards. Members of the Benefits Review Committee are kept informed throughout the process.

## Sable Offshore Energy Project

The past year was significant for the Sable Offshore Energy Project for several reasons. In the third quarter 2001, cumulative Canadian expenditures for the Project exceeded foreign expenditures for the first time. Tier II engineering design work continued to be carried out in Nova Scotia and procurement commenced for development of the Alma field, the first of the Tier II fields.

Throughout the year, the Board continued to monitor and enforce Sable Offshore Energy Project Benefits Plan commitments. Highlights of those commitments are:

- Investment of approximately $10 million in training of Nova Scotians and other Canadians for work in the oil and gas industry;
- Specific initiatives extending employment and training opportunities to disadvantaged individuals and groups;
- A technology transfer and succession plan which will see the replacement of foreign workers with qualified Nova Scotians and other Canadians, including joint venturing opportunities for Nova Scotian and other Canadian businesses;
- A minimum expenditure of $5 million over a five year period for research and development to be undertaken in Nova Scotia.

As the first five-year research and development cycle concludes in 2002, Board and Sable Offshore Energy Project benefits representatives have begun discussions to establish commitments for the next five-year research and development cycle.

In 2001, the Sable Offshore Energy Project submitted its third addendum to the 1998 Supplier and Infrastructure Assessment Report. The addendum, based on experience in 2000, identified areas where there are inadequacies and where opportunities exist for greater participation by Nova Scotians and other Canadians in the industry. The Sable Offshore Energy Project is required to submit this assessment annually during the development phase of the Project and during the first three years of the production phase. The Board shares the assessment with the federal and provincial governments as well as other industry stakeholders.

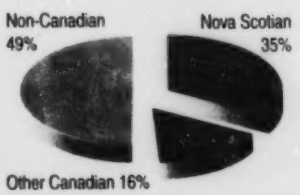
The Sable Offshore Energy Project employment and expenditure achievements are summarized in Tables 10 and 11.

Table 10 - Direct Employment Summary (Person Hours) Cumulative to December 31, 2001
Sable Offshore Energy Project

| Employment (Millions of Hours) | Total | Nova Scotia | Other Canadian | Non-Canadian |
|---|---|---|---|---|
| Cumulative to Dec. 31, 2001 | 17.1 | 9.7 | 1.9 | 5.5 |
| Percentages | 100 % | 57% | 11% | 32 % |

Table 11 - Project Expenditures - Capital and Operating $ Cdn Millions
Sable Offshore Energy Project

| Expenditures | Total | Nova Scotia | Other Canadian | Non-Canadian |
|---|---|---|---|---|
| Cumulative to Dec. 31, 2001 | 2,691.1 | 934.3 | 432.2 | 1,324.6 |
| Percentages | 100 % | 35 % | 16% | 49 % |



## Deep Panuke Offshore Gas Development Project

In July 2001, the Front End Engineering and Design contract for the Deep Panuke Project was awarded to a joint venture between an international company and a company located in Nova Scotia. This, together with the Sable Offshore Energy Project Tier II engineering, procurement and construction management contract, represents the second time an engineering contract for an offshore development will be carried out in Nova Scotia.

In March 2002, PanCanadian Energy submitted its Development Plan Application for the Deep Panuke Project. Volume 3 of the submission is the Canada-Nova Scotia Benefits Plan. The Development Plan Application is a required step in the regulatory approval process for development of Deep Panuke. Before the Development Plan can be approved a Benefits Plan must be approved by the Board. The Benefits Plan is currently undergoing review.

## Cohasset Project

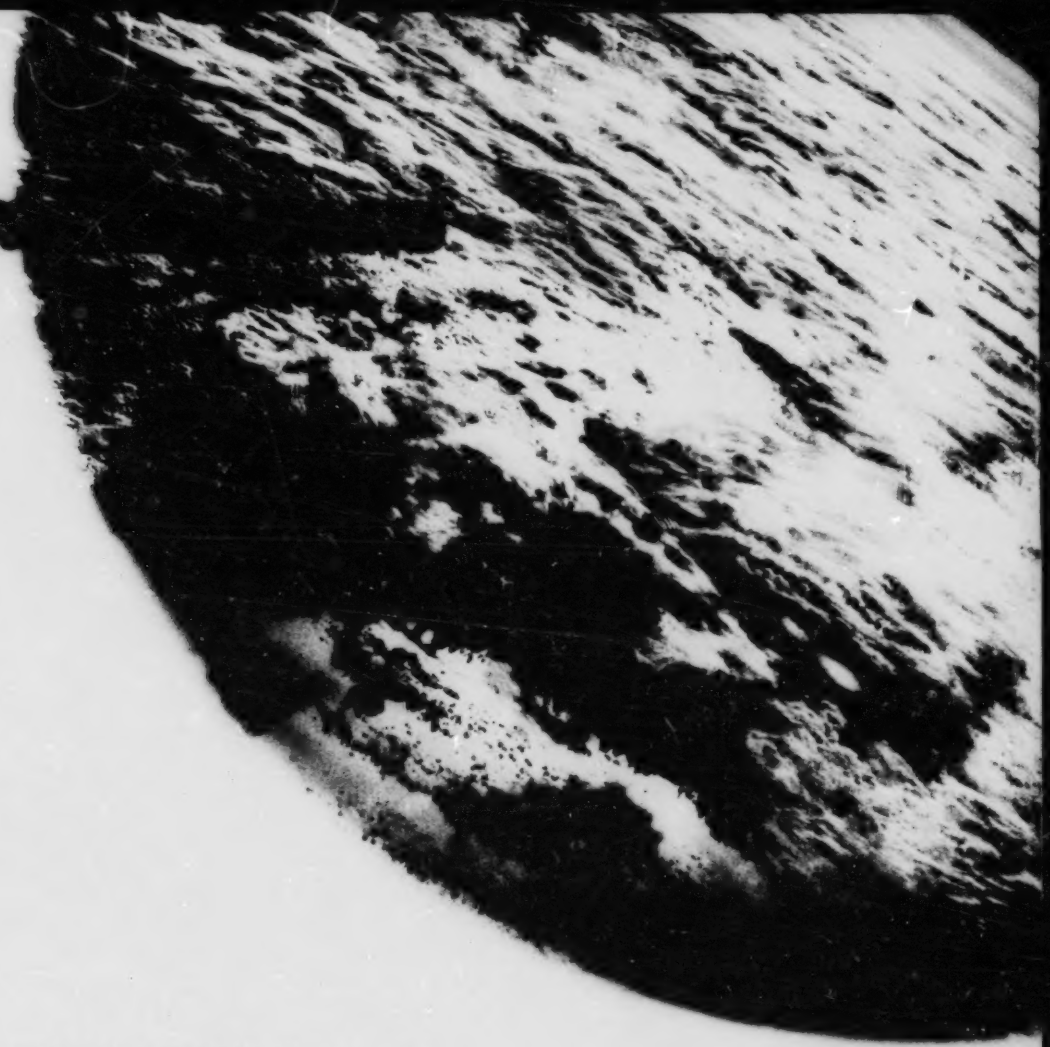
While the Board continued monitoring of the decommissioning and suspension of the Cohasset Project in 2001, there were no significant expenditures related to this project. PanCanadian Energy postponed Phase 2 Decommissioning of the Cohasset Project, focusing instead on engineering studies related to Deep Panuke and exploration drilling.

## Other Activity

Dialogue with the Board's counterpart in Newfoundland continued in 2001 in an effort to streamline regulatory processes and promote a consistent approach in both offshore areas.

The Board enhanced its website, including the Industrial Benefits and Employment section, making it easier to locate and access benefits-related information.

Throughout the year, the Board made presentations to various groups and organizations to keep them apprised of the Board's industrial benefits and employment process. Benefits representatives also met, on an on-going basis, with members of the public, contractors and suppliers, who requested information on the role and mandate of the Board.



Public education remained a focus of the Board's communications efforts during the year. Past experience has proven continual re-enforcement is needed to communicate the Board's regulatory role in the Nova Scotia Offshore Area.

Board staff members have used various opportunities and forums to explain the Accord Acts and the mandate of the Board which includes the health and safety of offshore workers; environmental protection; resource evaluation; rights issuance, industrial benefits & employment; and data collection and distribution. Presentations were made to schools, universities, professional groups, and service clubs.

The Board website (www.cnsopb.ns.ca) has also played a major role in communications. The site averaged more than 40,000 visits a month over the year and provides information on all aspects of the Board's work. A system was put in place to ensure continual updates and improvements are made to the site to provide all stakeholders with easy access to pertinent information. The Board will ensure the site is maintained and kept up to date.

The website played a key role in the environmental review process for the Deep Panuke Project Description. A public registry, as required by the Canadian Environmental Assessment Act, was posted to a specific page within the site that provided electronic access to all documents relating to the environmental review of PanCanadian Energy's Deep Panuke Offshore Gas Development Project. The website will also be used extensively during the regulatory review of the Deep Panuke project.

While thousands of people visited the Board's website during the year, hundreds more called with questions and comments. The Board issued a dozen news releases and statements through the calendar year and staff answered more than 300 media calls for information and interviews.

At various times through the year, the Board invited the public and other stakeholders to make written submissions on proposed guidelines, terms of reference or Calls for Bids. This open and transparent process continues to be a fundamental objective of the Board.

Growing interest in offshore Nova Scotia is again evident at the Board's Data Archive, Core Storage & Laboratory facility. Activity has increased for the fourth consecutive year.

The Board's Data Archive, Core Storage & Laboratory facility is a public facility, which provides geological and geophysical information and services for the Nova Scoria Offshore Area. The facility archives all final well history, geological, geophysical, and wellsite survey reports. In addition to the reports, the facility archives all subsurface samples obtained from petroleum exploration and development wells drilled in the Nova Scotia Offshore Area.

Primarily, reports and samples are accessed by, industry, drilling/service companies, and scientific/ government organizations.

In this reporting period, industry, represented by 37 petroleum exploration/production companies (national, international, and local), accounted for 54% of activity at the facility. There were 17 "new" companies that were not represented in 2000. Drilling/service companies accounted for 28% of facility use while government/academic recorded 18%.

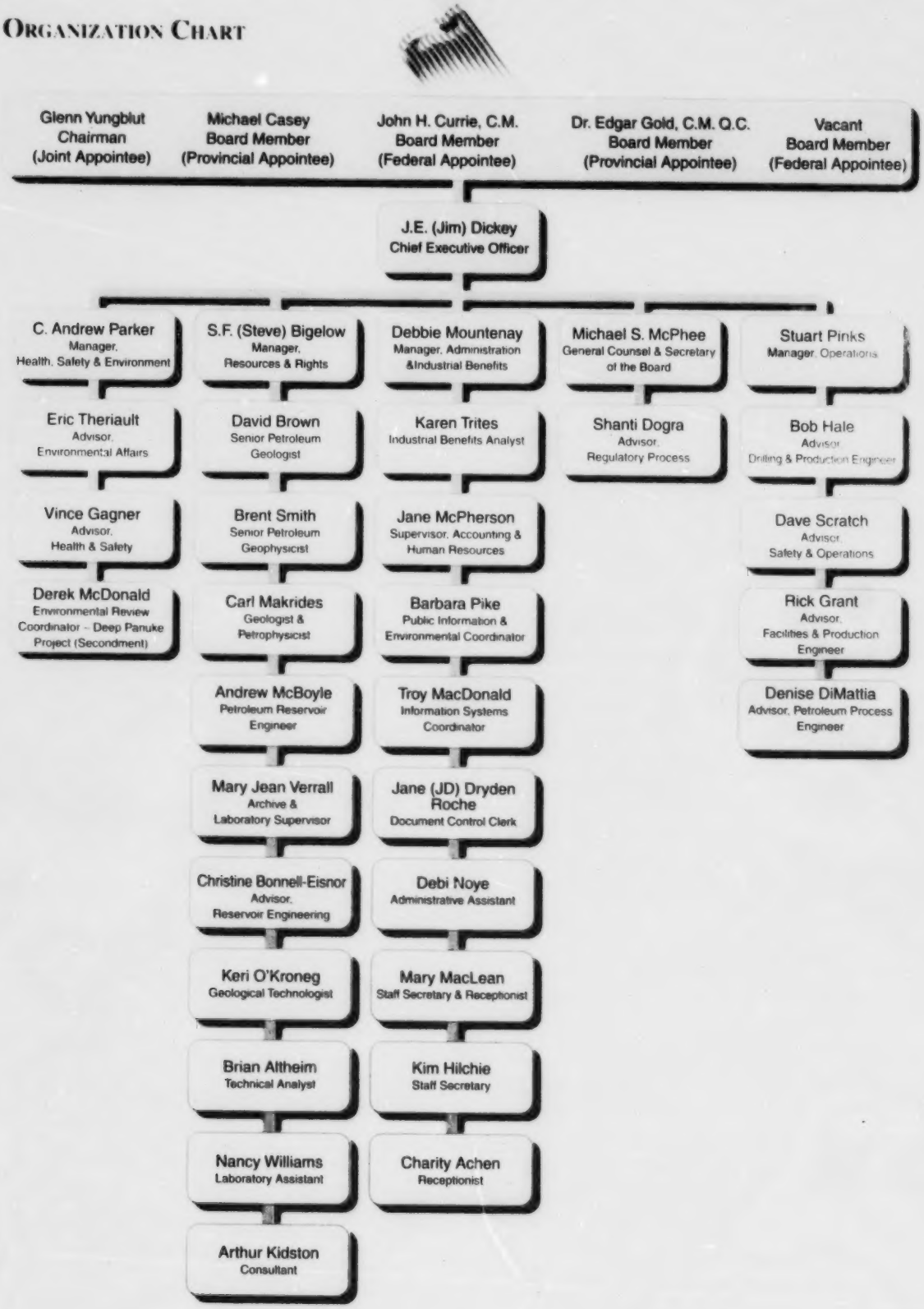
## Organization

In response to the increased level of offshore activity in fiscal 2001-2002, the Board added three new contract positions to the organization: Technical Analyst, Geological Technologist, and Manager, Operations. These positions bring the total number of Board staff to thirty-three.

In addition to the increase in staff positions, the Health, Safety & Environment section was restructured into two departments: Operations and Health, Safety & Environment. This was necessary in order to accommodate the increasing number of activity authorizations on a timely basis, while undertaking thorough and diligent reviews of industry applications and the efficient discharge of the Board's responsibilities.

Effective July 3, 2001 Michael D. Casey was appointed as a new Board Member by the Government of Nova Scotia (for the standard term of six years). This appointment replaces Peter J. Kinley, whose six-year term ended on July 3, 2001. There is currently one vacancy (Government of Canada appointee) on the Board.

# Organization Chart



## Board Biographies

### Glenn Yungblut, P.Eng - Chairman

Glenn Yungblut holds an Honours Bachelor of Science degree in Mechanical Engineering from Queen's University.

During his career, he has held the positions of: Director General - Engineering at the National Energy Board in Calgary, and at the Canada Oil and Gas Lands Administration Ottawa/Halifax. Previous to that he served as Chairman and Managing Director of an offshore engineering consulting firm, EPI Resources Ltd. He was also the Offshore Drilling Manager for Shell Canada's drilling projects off Canada's west coast and off Nova Scotia.

Mr. Yungblut's professional memberships include the Association of Professional Engineers, Geologists, and Geophysicists of Alberta and the Calgary Chapter of the Offshore Mechanics and Arctic Engineering division of which he is past Chair.

### Dr. Edgar Gold, C.M., Q.C. - Board Member

Edgar Gold is a member of the Nova Scotia Barristers Society and a Queen's Counsel. He is a consultant to, and former partner with, the law firm Huestis Ritch, Halifax. He is an adjunct Professor of Law at Dalhousie University and also holds positions with the Oceans Institute of Canada, Halifax; the World Maritime University, Malmo, Sweden; and IMO International Maritime Law Institute, Malta.

Dr. Gold holds qualifications as a Master Mariner (unlimited), U.K. and Canada, and spent 16 years at sea, including several years in command. He received Arts (B.A.) and Law (LL.B.) degrees from Dalhousie University and a doctorate (Ph.D) in International Maritime Law from the University of Wales. He is also: a Fellow of the Nautical Institute, a Fellow of the Offshore Institute, a member of the Chartered Institute of Arbitrators, and numerous other professional organizations.

Dr. Gold is a past President of the Canada Maritime Law Association. He was professor of Maritime Law at Dalhousie University for 20 years and was cross-appointed as Professor of Resource and Environmental Studies at Dalhousie for 15 years. He received an honourary diploma from the Canada Coast Guard College, as well as an honourary Fellowship from the Hellenic Marine Environment Protection Association. He received the Commander's Cross of the Order of Merit, one of the highest civilian awards from the Government of the Federal Republic of Germany, in recognition for his work strengthening relations between Nova Scotia and Germany. He was awarded the Order of Canada in October 1997.

## John H. Currie, C.M. - Board Member

John Currie received a Bachelor of Arts degree from St. Francis Xavier University and a Bachelor of Laws degree from Dalhousie University.

He has served as a Director, Senior Vice President and Chief Counsel of CDC Oil and Gas Limited; Senior Vice President of Canterra Energy Ltd.; Director of the Independent Petroleum Association; and Governor of the Canadian Tax Foundation.

Mr. Currie was Founding President of the Tax Executive Institute of Alberta. He has served as President of the Petroleum Law Foundation and National Chairman of the corporate lawyers section of the Canadian Bar Association; and is past president of the Calgary Chamber of Commerce. He was awarded the Order of Canada in October 1997.

## Michael D. Casey, CA, CBV - Board Member

Michael Casey is a partner in the chartered accountancy firm Hemming Weir Casey Inc. He holds a Bachelor of Arts degree from Dalhousie University, and is a member of the Institute of Chartered Accountants of Nova Scotia and the Canadian Institute of Chartered Accountants.

Mr. Casey holds qualifications as a Chartered Business Valuator, and is a member and former board member of the Canadian Institute of Chartered Business Valuators. He is also registered in the specialty register of the Institute of Chartered Accountants of Nova Scotia as a CA-designated specialist in business valuation.

Mr. Casey has held voluntary positions on a number of Boards, including as past President of the Waegwoltic Club in Halifax.

Deloitte & Touche LLP
P.O. Box 2087
5161 George Street, Suite 800
Halifax, Nova Scotia B3J 3B7

Tel : (902) 422-8541
Fax : (902) 423-5820

**Deloitte & Touche**

## Auditors' Report

To the Members of
**Canada – Nova Scotia Offshore Petroleum Board**

We have audited the statement of financial position of **Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board** as at March 31, 2002, and the statements of revenue and expenditure and cash flows for the year then ended. These financial statements are the responsibility of the Board. Our responsibility is to express an opinion on these financial statements based on our audit.

We conducted our audit in accordance with Canadian generally accepted auditing standards. Those standards require that we plan and perform an audit to obtain reasonable assurance whether the financial statements are free of material misstatement. An audit includes examining, on a test basis, evidence supporting the amounts and disclosures in the financial statements. An audit also includes assessing the accounting principles used and significant estimates made by management, as well as evaluating the overall financial statement presentation.

In our opinion, these financial statements present fairly, in all material respects, the financial position of the Board as at March 31, 2002, and the results of its operations and cash flows for the year then ended, in accordance with Canadian generally accepted accounting principles.

Deloitte & Touche LLP

April 18, 2002

**Chartered Accountants**

---

**Deloitte Touche Tohmatsu**

# Financial Statements

**Canada–Nova Scotia Offshore Petroleum Board**

**Statement of Financial Position**
As at March 31, 2002

| | 2002 | 2001 |
|---|---|---|
| **ASSETS** | | |
| **Current** | | |
| Cash | $ 1,248,432 | $ 2,065,530 |
| Accounts receivable (Note 4) | 96,330 | 153,922 |
| Prepaid expenses | 50,315 | 31,489 |
| | 1,395,077 | 2,250,941 |
| **Capital assets (Notes 2 and 5)** | 565,089 | 612,343 |
| | $ 1,960,166 | $ 2,863,284 |
| **LIABILITIES** | | |
| **Current** | | |
| Accounts payable and accrued liabilities | $ 186,822 | $ 532,731 |
| Payable to government (Note 6) | 809,286 | 1,058,252 |
| Rebates payable to industry (Note 7) | - | 346,400 |
| Deferred revenue (Notes 2 and 8) | 398,969 | 313,558 |
| | 1,395,077 | 2,250,941 |
| **Deferred capital grants (Note 2)** | 565,089 | 612,343 |
| | $ 1,960,166 | $ 2,863,284 |

**Approved by the Board:**

Member

Member

**Canada–Nova Scotia Offshore Petroleum Board**

**Statement of Revenue and Expenditure**
Year Ended March 31, 2002

| | 2002 | 2001 |
|---|---|---|
| **Revenue** | | |
| Grants | | |
| Government of Canada | $ 2,000,000 | $ 1,827,500 |
| Government of Nova Scotia | 2,000,000 | 1,827,500 |
| Grants - Public Review Commission | | |
| Government of Canada | 175,000 | – |
| Government of Nova Scotia | 175,000 | – |
| | 4,350,000 | 3,655,000 |
| Sable Offshore Energy Project - Cost Recovery | 900,000 | 875,000 |
| Cohasset Project - Cost Recovery | – | 275,000 |
| Deep Panuke Project - Cost Recovery | 83,300 | – |
| Industry recoveries | 1,016,998 | 884,651 |
| Sale of Board publications and maps | 5,925 | 10,463 |
| Inspection Fees | 48,700 | – |
| Interest | 41,537 | 40,631 |
| Gain on sale of capital assets | 2,567 | 270 |
| Amortization of deferred capital grants | 203,075 | 126,422 |
| | 6,652,102 | 5,876,437 |
| Less: Cost recoveries refunded to government | (2,000,298) | (1,688,252) |
| Excess of Public Review Commission grant refunded to the government | (8,987) | – |
| Rebates to industry | – | (346,400) |
| Deferred capital grants | (155,821) | (584,651) |
| Deferred revenue | (398,969) | (313,558) |
| Net revenue | 4,088,027 | 2,934,576 |
| **Expenditure** | | |
| Personnel, consulting and Board members | 2,563,587 | 2,015,788 |
| General office and support | 659,095 | 533,533 |
| Office and laboratory premise costs | 337,558 | 242,532 |
| Amortization of equipment | 203,075 | 126,422 |
| Cape Breton Public Review Commission | 324,712 | 16,301 |
| | 4,088,027 | 2,934,576 |
| **Excess of revenue over expenditure** | $ – | $ – |

**Canada–Nova Scotia Offshore Petroleum Board**

**Statement of Cash Flows**
Year Ended March 31, 2002

| | 2002 | 2001 |
|---|---|---|
| **Net inflow (outflow) of cash related to the following activities:** | | |
| **Operating** | | |
| Items not affecting cash | | |
| Amortization of deferred capital grants | $ (203,075) | $ (126,422) |
| Amortization of equipment | 203,075 | $ 126,422 |
| Gain on Sale of capital assets | (2,567) | – |
| | (2,567) | – |
| Changes in non-cash operating working capital items | (817,098) | 1,714,352 |
| | (819,665) | 1,714,352 |
| **Investing** | | |
| Purchase of capital assets | (155,821) | (584,651) |
| Deferral of capital grants | 155,821 | 584,651 |
| Proceeds on sale of capital assets | 2,567 | – |
| | 2,567 | – |
| **Net cash (outflow) inflow** | (817,098) | 1,714,352 |
| **Cash position, beginning of year** | 2,065,530 | 351,178 |
| **Cash position, end of year** | $ 1,248,432 | $ 2,065,530 |

**Canada–Nova Scotia Offshore Petroleum Board**

**Notes to the Financial Statements**
Year Ended March 31, 2002

**1. PURPOSE OF ORGANIZATION**

The Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board was formed to administer the relevant provisions of the Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Acts enacted by the Parliament of Canada and the Legislature of Nova Scotia. The Board is funded by grants from the Federal and Provincial governments in equal contributions. The Board collects and remits to the governments cost recovery charges assessed against industry from regulatory reviews, up to a maximum of 50% of the Board's approved budget. The Board is a non-profit organization and is, therefore, exempt from income tax.

**2. ACCOUNTING POLICIES**

The financial statements have been prepared in accordance with Canadian generally accepted accounting principles and include the following significant accounting policies:

**a) Capital Assets**

Capital assets are recorded at cost, less accumulated amortization. Amortization is recorded using the straight-line method over four years for furniture and fixtures and over three years for computer equipment. Leasehold improvements were performed at the end of the 2001 fiscal year. They will be amortized over the remaining life of the lease, which is seven years. Amortization of leasehold improvements will begin in the 2002 fiscal year.

**b) Deferred Revenue**

Operating grants received from government in excess of Board expenditures, net of other revenue, are credited to deferred revenue.

**c) Deferred Capital Grants**

Federal and provincial grants received for annual capital expenditures are deferred and recognized into revenue on a basis consistent with the equipment amortization charge.

### 3. CASH

Cash consists of cash on hand and amounts on deposit with a financial institution.

### 4. ACCOUNTS RECEIVABLE

| | 2002 | 2001 |
|---|---|---|
| Harmonized Sales Tax | $ 18,293 | $ 57,239 |
| Industry receivables | 43,197 | 92,315 |
| Other | 34,840 | 4,368 |
| | $ 96,330 | $ 153,922 |

### 5. CAPITAL ASSETS

| | Cost | Accumulated Amortization | Net Book Value 2002 | Net Book Value 2001 |
|---|---|---|---|---|
| Furniture and fixtures | $ 317,491 | $ 169,211 | $ 148,280 | $ 168,215 |
| Computer equipment | 461,570 | 283,684 | 177,886 | 177,091 |
| Leashold improvements | 278,744 | 39,821 | 238,923 | 267,037 |
| | $ 1,057,805 | $ 492,716 | $ 565,089 | $ 612,343 |

### 6. PAYABLE TO GOVERNMENT

| | 2002 | 2001 |
|---|---|---|
| Federal Government — cost recovery funds | $ 400,149 | $ 529,126 |
| Provincial Government — cost recovery funds | 400,149 | 529,126 |
| Federal Government — Public Review Commission Funds | 4,494 | - |
| Provincial Government — Public Review Commission Funds | 4,494 | - |
| | $ 809,286 | $ 1,058,252 |

### 7. REBATES PAYABLE TO INDUSTRY

During 2001, rebates payable to industry represent payments from industry in excess of fifty percent of the Board's cash expenditures during the year. During 2002, rebates payable to industry represent payments from industry in excess of fifty percent of the Board's budget for the year. Payments from Industry did not exceed fifty percent of the Board's budget therefore, no rebates to industry were made. Costs relating to the Cape Breton Public Review were not included in the cash expenditures figure for purposes of this calculation.

### 8. DEFERRED REVENUE

| | 2002 | 2001 |
|---|---|---|
| Federal Government | $ 199,484 | $ 156,779 |
| Provincial Government | 199,485 | 156,779 |
| | $ 398,969 | $ 313,558 |

### 9. COMMITMENTS

The Board leases office space for approximately $114,000 per year. The lease expires in April 2008.

The Board also leases core storage premises for approximately $42,000 per year. The lease expires in March 2008.

### 10. PENSION PLAN

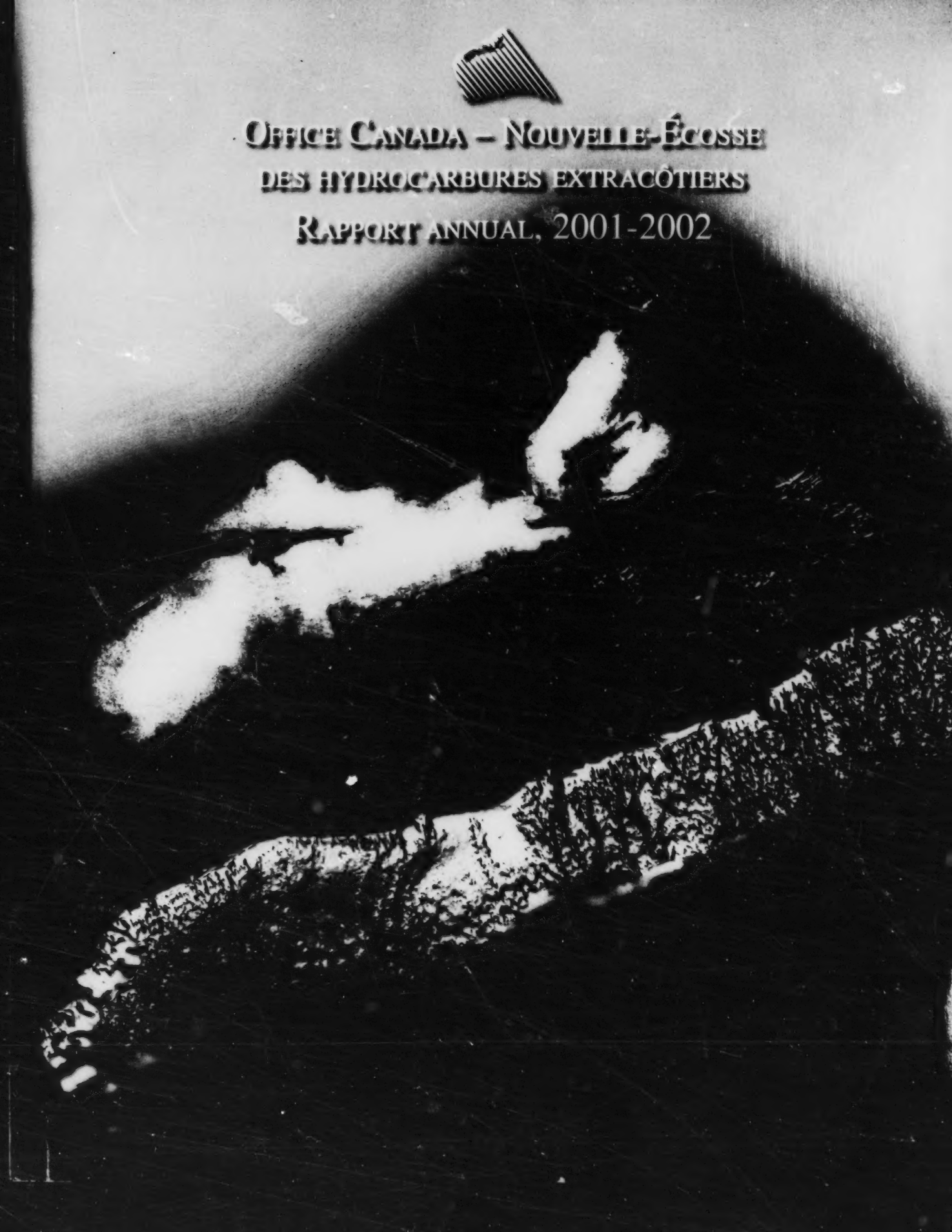
The Board contributes to a pension plan administered by the Province of Nova Scotia. The Board matches employees' contributions calculated as follows: 5.4% on that part of their salary that is equal to or less than the "Year's Maximum pensionable Earnings" (YMPE) under Canada Pension plan and 7% on that part of their salary that is excess of the YMPE. The Board has recognized contributions of 115,549 in 2002 (2001- $ 98,495)

### 11. COMPARATIVE FIGURES

Certain of the March 31, 2001 figures have been revised to comply with the current year's financial statement presentation.

# Office Canada – Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers

## Rapport annual, 2001-2002



Page couverture :

La page couverture est une image en 3-D du fond marin au large de la Nouvelle-Écosse. La large dépression le long du côté droit de l'image est le chenal Laurentien. Le profond canyon du côté inférieur droit est le Gully. La masse continentale de la Nouvelle-Écosse et l'île de Sable sont montrées en vert.

Office Canada – Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers
18e étage, Centre TD, 1791, rue Barrington, Halifax (Nouvelle-Écosse) B3J 3K9
Téléphone (902) 422-5588 Téléc. (902) 422-1799 www.cnsopb.ns.ca

Le 30 juin 2002

L'honorable Gordon Balser
Ministre responsable du Petroleum Directorate
Nova Scotia Petroleum Directorate
Porte 400, Édifice Banque de Montréal
5151, rue George
Halifax (Nouvelle-Écosse)
B3J 1M5

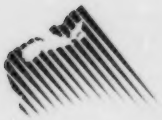
L'honorable Herb Dhaliwal
Ministre des Ressources naturelles
Ressources naturelles Canada
580, rue Booth, 21e étage
Ottawa (Ontario)
K1A 0E4

Messieurs,

Conformément aux dispositions de la loi créant l'Office Canada – Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers, je suis heureux de vous soumettre le rapport annuel de l'Office renfermant les états financiers pour l'exercice terminé le 31 mars 2002.

Le tout, respectueusement soumis.

Glenn Yungblut,
Président



# Office Canada – Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers

La réglementation efficiente, équitable et éclairée
des ressources pétrolières et des pratiques sécuritaires
dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse

## Table des matières


**Rapport du président et du chef de la direction** ..... 5

**Ressources et droits** ..... 7
- Ressources ..... 7
- Gestion des titres ..... 7
  - Registre public des titres et participations ..... 9
  - Redevances ..... 9
  - Permis d'exploration ..... 9
  - Participations ..... 10
  - Permis de prospection ..... 11
  - Attribution des droits ..... 11
  - Sommaire des activités géophysiques en 2001 ..... 11
  - ..... 12

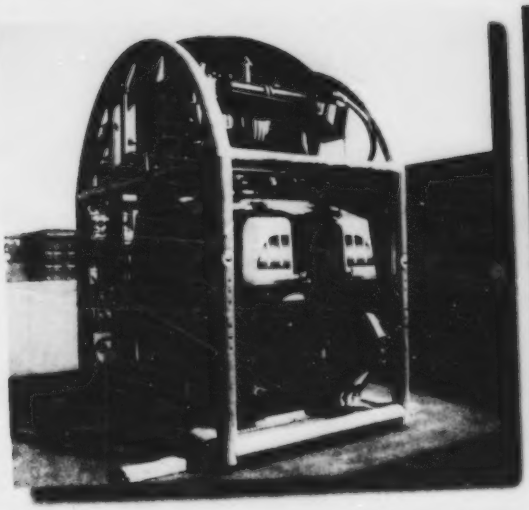
**Opérations** ..... 13
- Activités extracôtières ..... 13
  - Forages de reconnaissance ..... 13
  - Projet énergétique extracôtier Sable ..... 14
  - Études géophysiques, géotechniques et géochimiques ..... 14
  - Programmes de plongée ..... 14
  - Projet Deep Panuke ..... 15
  - Vérifications ..... 15
  - ..... 15

**Santé, sécurité et environnement** ..... 17
- Santé et sécurité ..... 17
  - Rapports d'incidents ..... 18
  - Statistiques sur les blessures ..... 18
- Protection de l'environnement ..... 18
  - Comité consultatif des pêches et de l'environnement ..... 19
  - Évaluation environnementale stratégique ..... 19
  - Lignes directrices ..... 20
  - Fonds pour l'étude de l'environnement ..... 20
  - Initiatives régionales ..... 21
  - Examen public ..... 21
    - des impacts d'éventuelles activés d'exploration au large du Cap-Breton ... 21
  - Déversements et rejets ..... 21

**Retombées économiques et emploi** ..... 23
- Retombées économiques ..... 23
- Prospection et exploration ..... 24
  - Contrôle des plans de retombées économiques
  - Projet Cohasset ..... 24
  - Mise en valeur du gisement extracôtier de gaz Deep Panuke ..... 24
  - Projet énergétique extracôtier Sable ..... 25
  - Autres activités ..... 26

**Communications** ..... 27
- Organisation ..... 28
- Organigramme ..... 29
- Notices biographiques des membres de l'Office ..... 30

**États financiers** ..... 32



Dans le sens des aiguilles d'une montre, à partir du coin supérieur gauche :

Un ROV (engin télécommandé) attend au quai d'être chargé sur le navire qui le transportera jusqu'à une plate-forme de forage au large. (Pro-Dive Oceaneering)

Membres de l'Office Canada – Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers et cadres lors d'une réunion. (Morrow Scot-Brown)

Le personnel de la section Ressources et droits est informé de l'évaluation des ressources de pétrole non découvertes sur le talus en eau profonde de la plate-forme Scotian.

Mme Teresa MacNeil, commissaire qui a procédé à l'examen public des impacts d'éventuelles activés d'exploration au large du Cap-Breton lors des audiences tenues en janvier 2002. (Cape Breton Post)

Bâtiment d'approvisionnement près de la plate-forme Thebaud du projet énergétique extracôtier Sable. (ExxonMobil/Prisma Productions)

# Rapport du président et du chef de la direction

Glenn Yungblut
Président

J.E. (Jim) Dickey
Chef de la direction

Nous sommes heureux de faire rapport sur les activités de l'Office Canada – Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers pour l'exercice 2001-2002. L'exercice écoulé a été fort significatif – en effet, le développement de la région extracôtière de la Nouvelle-Écosse s'est poursuivi et a gagné en importance comme le démontrent l'intérêt de l'industrie pour les zones en eau profonde et le dépôt de la demande de plan de mise en valeur pour le gisement Deep Panuke.

À la fin de l'exercice 2001-2002, deux projets d'envergure ont aussi pris fin. Le 29 mars 2002, Madame Teresa MacNeil a remis son rapport sur l'impact d'éventuelles activités d'exploration pétrolière au large du Cap-Breton à l'Office, au ministre fédéral des Ressources naturelles et au ministre responsable du Nova Scotia Petroleum Directorate. Conformément à l'article 44 de la loi et des règlements de mise en œuvre de l'Accord, en février 2001, Mme MacNeil avait été nommée commissaire pour procéder à un examen public. En janvier et février 2002, elle a tenu 15 jours d'audiences publiques et reçu ou entendu quelque 130 mémoires et exposés à cet égard. L'Office étudiera maintenant le rapport de la Commissaire. L'Office tient à remercier Mme MacNeil et tous ceux et celles qui ont participé à ce processus important.

De plus, le tribunal d'arbitrage créé pour déterminer la ligne de démarcation entre les zones extracôtières de la Nouvelle-Écosse et de Terre-Neuve a aussi rendu sa décision peu avant la fin de l'exercice visé par le rapport. Le tribunal a statué que la limite doit être rajustée vers le sud-ouest. En conséquence de cette décision, la zone extracôtière sur laquelle l'Office a compétence sera légèrement réduite lorsque les gouvernements modifieront la loi et les règlements de mise en œuvre de l'Accord.

Au cours de la période visée par le rapport, l'Office a reçu et traité un nombre important de demandes d'activités : il a approuvé cinq forages de reconnaissance, un puits de développement et quinze programmes d'études géophysiques et géotechniques. Nous sommes heureux de mentionner que malgré l'accroissement des activités au large des côtes, aucune blessure avec perte de temps ne s'est produite, quoique trente-deux incidents ayant trait à la santé et à la sécurité aient été signalés. Un sommaire des données sur les incidents est donné plus loin. Le personnel de l'Office continue à assister les gouvernements dans la préparation des modifications proposées à la loi et aux règlements de mise en œuvre de l'Accord en matière de sécurité.

L'Office a amorcé plusieurs projets environnementaux d'envergure pendant la période visée par le rapport. En plus de l'examen public de l'impact potentiel des activités proposées au large du Cap-Breton, l'Office a fait une évaluation environnementale stratégique de l'attribution des droits. Le personnel de l'Office entretient toujours d'étroites relations de travail avec le ministère des Pêches et Océans et Environnement Canada relativement aux questions ayant trait à l'environnement et à la pêche. Le Comité consultatif des pêches et de l'environnement de l'Office s'est rencontré à trois reprises pendant l'exercice pour étudier les activités extracôtières proposées.

En juillet 2001, PanCanadian Energy Corporation a soumis une description pour le projet Deep Panuke. L'Office a par la suite été désigné comme l'autorité responsable principale et, conformément aux dispositions de la Loi canadienne sur l'évaluation environnementale (LCEE), a conclu un protocole d'entente avec les autres autorités responsables. Un rapport d'étude approfondie, une demande de plan de mise en valeur, et un plan de retombées économiques Canada – Nouvelle-Écosse ont été déposés auprès de l'Office le 1er mars 2002. Le personnel de l'Office a entrepris l'examen de ces documents et s'affaire actuellement à mettre la touche finale aux détails du processus d'examen public de ce projet.

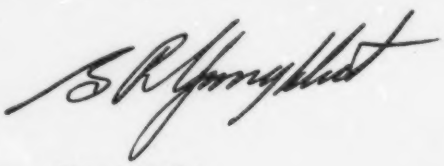
L'Office a aussi lancé un appel d'offres pour des permis d'exploration. Des soumissions totalisant plus de 527 millions de dollars ont été reçues pour neuf parcelles; une soumission a même atteint le montant record de 193 621 590 $ pour une seule parcelle. Le total des engagements pour tous les permis d'exploration en vigueur dépasse aujourd'hui un milliard et demi de dollars.

L'Office a en outre été très actif dans le domaine des retombées économiques Canada-Nouvelle-Écosse. Les plans de retombées économiques de quinze programmes d'études géophysiques et de trois demandes de programmes de forage ont été étudiés et approuvés. L'Office s'est en outre occupé de l'adjudication de nombreux contrats ayant trait à la mise en valeur du gisement Alma et aux travaux préliminaires au projet de mise en valeur du gisement Projet Deep Panuke.

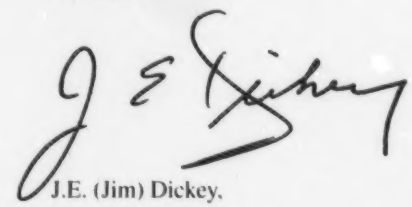
Des changements ont aussi été apportés à la composition du conseil et à la structure du personnel de l'Office. Le mandat de M. Peter Kinley a pris fin en mai 2001 et la Nouvelle-Écosse a nommé M. Michael Casey pour un mandat de six ans commençant le 3 juillet 2001. Nous tenons à exprimer notre sincère gratitude à M. Kinley pour son dévouement et son travail au cours des six dernières années. Nous souhaitons également la bienvenue à M. Casey.

Le nombre d'employés de l'Office a aussi augmenté afin de satisfaire aux exigences réglementaires. En ce qui a trait à la structure organisationnelle, la prestation des services réglementaires a été améliorée grâce à la création de groupes distincts pour les opérations, la santé, la sécurité et l'environnement. Le nouvel organigramme de l'Office est illustré à la page 29.

Nous avons le plaisir de rapporter que l'Office a, une fois de plus, réussi à respecter le budget établi pour l'exercice. Il a en outre été en mesure de recouvrer 50 % de son budget approuvé, en application de ses principes directeurs de recouvrement des coûts. Ces fonds seront remis aux gouvernements fédéral et provincial. Les pages qui suivent renferment des renseignements détaillés sur les activités et opérations de l'Office au cours de l'exercice 2001-2002. Conformément aux exigences des lois de mise en œuvre de l'Accord, le présent rapport annuel contient les états financiers de l'Office et le rapport des vérificateurs pour l'exercice terminé le 31 mars 2002.



Glenn Yungblut,
Président



J.E. (Jim) Dickey,
Chef de la direction

# Ressources et droits

S.F. (Steve) Bigelow
Directeur,
Ressources et droits

Le mandat de l'Office englobe l'attribution de permis, la gestion de la ressource et le stockage de données. L'attribution de titres, ou politique des permis, est fondée sur la Loi fédérale sur les hydrocarbures. L'administration du régime des permis appuie et respecte les buts et objectifs énoncés dans le plan stratégique de l'Office; elle fait en outre l'objet d'un examen annuel par les gouvernements fédéral et provincial.

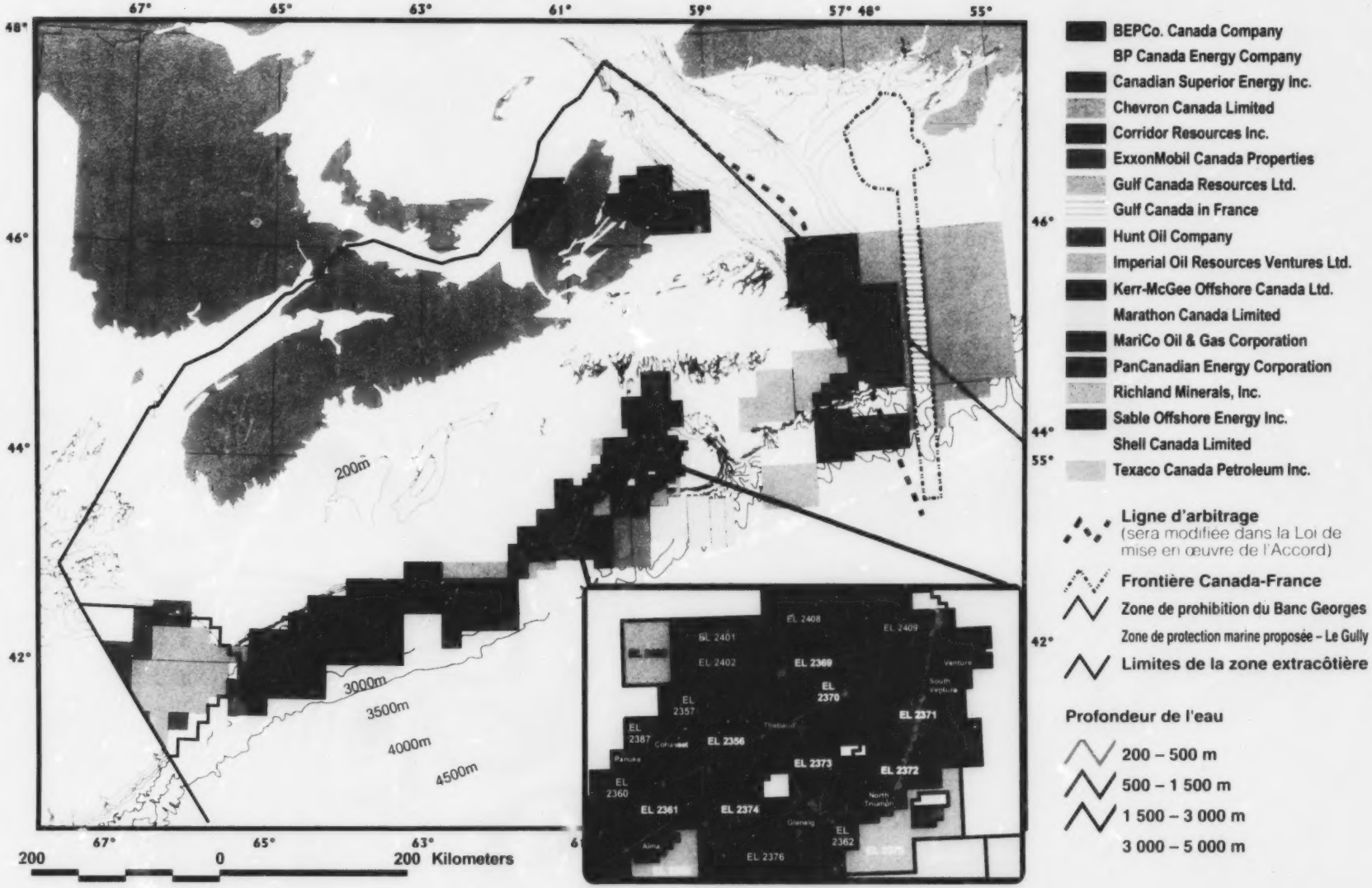
## Ressources

Au cours de l'exercice visé, l'Office a pris plusieurs décisions relativement à la conservation et à l'évaluation des ressources en hydrocarbures, aux volets géophysique, géologique et pétrophysique de l'exploration et des activités de développement ainsi qu'à l'étude des gisements. Certaines de ces décisions ont trait :

- à la déclaration de découverte exploitable (DDE) pour le champ de gaz naturel Alma;
- à la surveillance et la gestion des gisements Venture, Thebaud, North Triumph, Alma et Deep Panuke (ces travaux incluent les renseignements sur la ressource obtenus pendant les forages de reconnaissance, les premiers essais de production et la production depuis le démarrage);
- à l'examen et à l'approbation relatifs aux aspects souterrains du forage de cinq puits d'exploration, d'un puits de développement et de quinze programmes d'études géophysiques;
- à l'examen initial des aspects souterrains de la demande de mise en valeur du champ de gaz naturel Deep Panuke.

L'Office examine les plans d'activités de développement des gisements Venture, Thebaud et North Triumph grâce à l'utilisation d'études intégrées du potentiel des gisements, des équipements de surface et de modèles économiques. À mesure qu'ils deviennent disponibles, les nouveaux renseignements recueillis, dont les données sur la production, sont intégrés aux modèles de surveillance. L'Office exerce une surveillance continue des enjeux relatifs à l'exploitation et à la conservation de la ressource.

## CARTE DES ZONES EXTRACÔTIÈRES

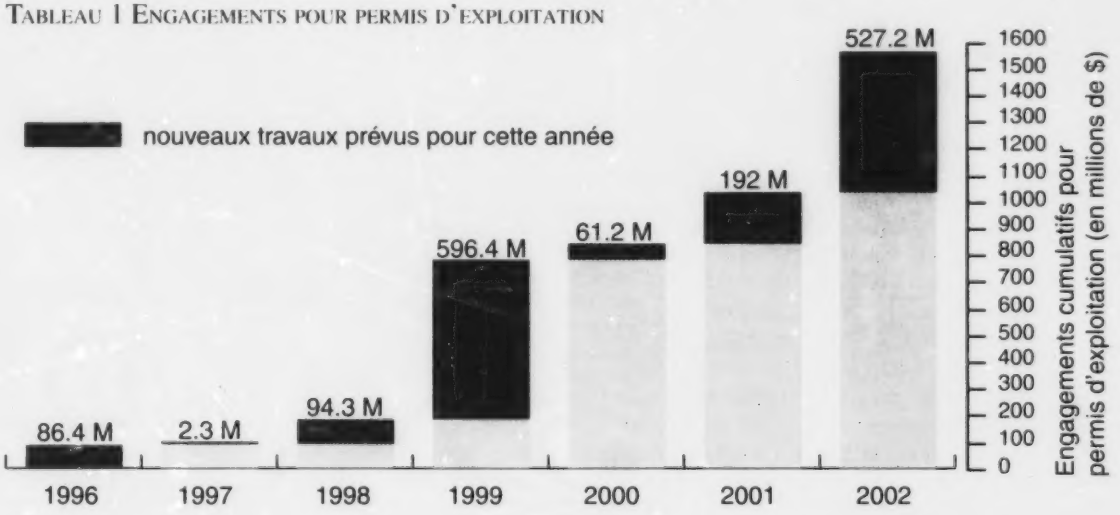


À la suite d'une étude de faisabilité réalisée en septembre 2001, l'Office a décidé de procéder à une évaluation indépendante des ressources en hydrocarbures non découvertes sur le talus en eau profonde de la plate-forme Scotian. Par la suite, son personnel a interprété quelque 30 000 kilomètres de données sismiques en 2-D; ces travaux se sont poursuivis jusqu'à la fin de mars 2002. Cette étude a permis de cartographier sept formations géologiques et de relever cinqu zones de capacité productive. Cette interprétation s'appuie sur l'étude de bassins analogues ailleurs dans le monde, sur les calages au puits sur la plate-forme et aux attaches stratigraphiques des zones sismiques en eau profonde. On s'attend à ce que le rapport final sur une estimation des ressources en hydrocarbures non découvertes sur le talus en eau profonde soit achevé pendant l'été 2002.

L'Office est responsable du stockage et de la gestion de toutes les données numériques recueillies au cours des activités d'exploration et de développement dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse. En plus d'assumer cette responsabilité, l'Office, en collaboration avec l'Office national de l'énergie (ONE), l'Office Canada – Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers (OCTNHE) et l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP) a poursuivi une étude visant à déterminer la possibilité d'établir un dépôt commun des données (DCD) d'exploration et de production de la côte Est. Les discussions se poursuivent.

Au cours de l'exercice, de nouvelles rencontres ont été tenues avec des représentants de l'OCTNHE dans le but de favoriser le développement harmonieux des régions au large de Terre-Neuve et de la Nouvelle-Écosse). Ces discussions ont mené à la préparation de lignes directrices communes sur l'acquisition de données et la production de rapports sur les évaluations de puits, de gisements et de champs gaziers et pétrolifères des régions extracôtières de Terre-Neuve et de la Nouvelle-Écosse; la rédaction des lignes directrices tire à sa fin et elles devraient être distribuées à l'industrie pour commentaires au cours de l'été 2002. Des progrès ont aussi été réalisés en ce qui a trait à l'adoption de lignes directrices conjointes sur le contingentement et la mesure de la production.

TABLEAU 1 ENGAGEMENTS POUR PERMIS D'EXPLOITATION




## GESTION DES TITRES

### REGISTRE PUBLIC DES TITRES ET PARTICIPATIONS

Comme le stipulent les lois de mise en œuvre de l'Accord, l'Office tient un registre de toutes les participations en zone extracôtière et de toutes les activités relatives à ces participations ayant des incidences juridiques. Le régime d'enregistrement s'est avéré satisfaisant tout au long de l'exercice 2001-2002, compte tenu de l'augmentation des activités en matière de transferts d'intérêts et à l'inscription des nouveaux permis d'exploration. Des renseignements tirés du registre sont ajoutés au site Web de l'Office pour en faciliter l'accès.

### REDEVANCES

Pendant l'exercice, l'Office a reçu, au nom des gouvernements, des redevances au montant de 9 176 373,16 $ pour la production réalisée par Sable Offshore Energy Inc. en vertu des permis 2903 (Venture), 2904 et 2905 (Thebaud) et 2906 (North Triumph). Ces sommes ont été transmises au Receveur général du Canada, conformément au Royalty Collection and Administration Agreement (entente sur la perception et la gestion des redevances) signé par l'Office, le gouvernement fédéral et la Nouvelle-Écosse.

## Tableau 2 – Permis d'exploration

| No du PE | Date d'entrée en vigueur | Représentant | Engagement |
|---|---|---|---|
| 2356 | 1er jan 1996 | ExxonMobil Canada Properties | 86 388 659.00 $ |
| 2357 | 1er juil 1997 | PanCanadian Energy Corporation | 2 313 288.00 $ |
| 2358 | 1er jan 1998 | PanCanadian Energy Corporation | 1 315 000.00 $ |
| 2359 | 1er juil 1998 | Chevron Canada Limited | 66 667 000.00 $ |
| 2360 | 1er juil 1998 | PanCanadian Energy Corporation | 8 291 888.00 $ |
| 2361 | 1er juil 1998 | ExxonMobil Canada Properties | 9 563 150.00 $ |
| 2362 | 1er juil 1998 | Marico Oil & Gas Corporation | 1 720 000.00 $ |
| 2363 | 1er juil 1998 | PanCanadian Energy Corporation | 2 323 580.00 $ |
| 2364 | 1er juil 1998 | Hunt Oil Company | 2 165 000.00 $ |
| 2365 | 1er juil 1998 | Hunt Oil Company | 2 165 000.00 $ |
| 2366 | 1er jan 1999 | ExxonMobil Canada Properties | 3 256 000.00 $ |
| 2367 | 1er jan 1999 | PanCanadian Energy Corporation | 1 320 756.00 $ |
| 2368 | 1er juil 1999 | Corridor Resources Inc. | 1 052 520.00 $ |
| 2369 | 1er juil 1999 | ExxonMobil Canada Properties | 70 056 110.00 $ |
| 2370 | 1er juil 1999 | ExxonMobil Canada Properties | 10 013 375.00 $ |
| 2371 | 1er juil 1999 | ExxonMobil Canada Properties | 47 030 057.00 $ |
| 2372 | 1er juil 1999 | ExxonMobil Canada Properties | 55 015 185.00 $ |
| 2373 | 1er juil 1999 | ExxonMobil Canada Properties | 7837 266.00 $ |
| 2374 | 1er juil 1999 | ExxonMobil Canada Properties | 2 005 322.00 $ |
| 2375 | 1er juil 1999 | Richland Minerals. Inc | 1 210 951.00 $ |
| 2376 | 1er juil 1999 | PanCanadian Energy Corporation | 71 623 566.00 $ |
| 2377 | 1er juil 1999 | Marathon Canada Limited | 93 256 756.00 $ |
| 2378 | 1er juil 1999 | Imperial Oil Resources Ventures Limited | 71 134 815.00 $ |
| 2379 | 1er juil 1999 | Imperial Oil Resources Ventures Limited | 28 865 184.00 $ |
| 2380 | 1er juil 1999 | PanCanadian Energy Corporation | 1 239 895.00 $ |
| 2381 | 1er juil 1999 | Shell Canada Limited | 23 303 666.00 $ |
| 2382 | 1er juil 1999 | Shell Canada Limited | 68 555 664.00 $ |
| 2383 | 1er juil 1999 | Kerr-McGee Offshore Canada Ltd. | 5 100 000.00 $ |
| 2384 | 1er juil 1999 | PanCanadian Energy Corporation | 8 157 735.00 $ |
| 2385 | 1er juil 1999 | Shell Canada Limited | 2 119 679.00 $ |
| 2386 | 1er juil 1999 | Kerr-McGee Offshore Canada Ltd. | 24 888 888.00 $ |
| 2387 | 1er jan 2000 | PanCanadian Energy Corporation | 4 856 746.00 $ |
| 2388 | 1er jan 2000 | Richland Minerals. Inc | 2 225 600.00 $ |
| 2389 | 1er jan 2000 | PanCanadian Energy Corporation | 15 389 712.00 $ |
| 2390 | 1er jan 2000 | PanCanadian Energy Corporation | 8 347 986.00 $ |
| 2391 | 1er jan 2000 | Richland Minerals. Inc | 1 620 600.00 $ |
| 2392 | 1er jan 2000 | Richland Minerals. Inc | 1 620 600.00 $ |
| 2393 | 1er jan 2000 | Kerr-McGee Offshore Canada Ltd. | 1 500 000.00 $ |
| 2394 | 1er jan 2000 | PanCanadian Energy Corporation | 1 331 919.00 $ |
| 2395 | 1er jan 2000 | PanCanadian Energy Corporation | 13 279 856.00 $ |
| 2396 | 1er jan 2000 | Kerr-McGee Offshore Canada Ltd. | 6 100 000.00 $ |
| 2397 | 1er jan 2000 | PanCanadian Energy Corporation | 4 911 865.00 $ |
| 2398 | 1er jan 2001 | Kerr-McGee Offshore Canada Ltd. | 27 203 000.00 $ |
| 2399 | 1er jan 2001 | Kerr-McGee Offshore Canada Ltd. | 20 639 000.00 $ |
| 2400 | 1er jan 2001 | Richland Minerals. Inc | 2 110 000.00 $ |
| 2401 | 1er jan 2001 | Canadian Superior Energy Inc. | 5 125 800.00 $ |
| 2402 | 1er jan 2001 | Canadian Superior Energy Inc. | 22 575 000.00 $ |
| 2403 | 1er jan 2001 | BP Canada Energy Company | 97 776 000.00 $ |
| 2404 | 1er jan 2001 | Kerr-McGee Offshore Canada Ltd. | 13 120 000.00 $ |
| 2405 | 1er jan 2001 | Richland Minerals. Inc | 3 210 000.00 $ |
| 2406 | 1er jan 2002 | Canadian Superior Energy Inc. | 41 250 000.00 $ |
| 2407 | 1er jan 2002 | BEPCo. Canada Company | 6 742 000.00 $ |
| 2408 | 1er jan 2002 | PanCanadian Energy Corporation | 10 515 951.00 $ |
| 2409 | 1er jan 2002 | Canadian Superior Energy Inc. | 15 510 000.00 $ |
| 2410 | 1er jan 2002 | Marathon Canada Limited | 176 694 282.00 $ |
| 2411 | 1er jan 2002 | Marathon Canada Limited | 193 621 590.00 $ |
| 2412 | 1er jan 2002 | Richland Minerals. Inc. | 4 283 650.00 $ |
| 2413 | 1er jan 2002 | Richland Minerals. Inc. | 2 713 650.00 $ |
| 2414 | 1er jan 2002 | PanCanadian Energy Corporation | 75 856 789.00 $ |
| | | **TOTAL** | **1 560 087 553.00 $** |

## Participations

Il existe 59 permis d'exploration dans la zone région extracôtière de la Nouvelle-Écosse représentant un engagement total de plus de 1,5 milliard de dollars.

Tous les permis d'exploration actuellement en vigueur ont une durée maximale de neuf ans et renferment une clause prévoyant la résiliation par anticipation après cinq ans à moins qu'un dépôt de forage ne soit versé ou que le forage d'un puits ne soit entrepris. La période 1 pour le permis d'exploration 2356 a expiré le 31 décembre 2001, et le permis a été confirmé pour la période 2 avec le forage du puits Adamant N-97.

Tableau 3 – Participations actives au 31 mars 2002

| Type de participation | Nombre de participations | Superficie (en hectares) |
|---|---|---|
| Permis d'exploration | 59 | 7 701 640 |
| Attestation de découverte importante | 33 | 87 109 |
| Licence de production | 6 | 24 545 |

## Permis de prospection

Deux blocs de permis de prospection pour des secteurs au sud-ouest et au nord-est de la région extracôtière de la Nouvelle-Écosse ont été délivrés en vertu d'une loi qui a depuis lors été remplacée. Avant que des activités puissent être entreprises dans ces secteurs, les permis doivent être convertis en permis d'exploration. Les lois de mise en œuvre de l'Accord exigent que l'Office et les titulaires de permis négocient de nouvelles modalités pour les permis d'exploration à être délivrés.

Les permis pour la région au sud-ouest du Banc Georges font l'objet d'un moratoire qui doit durer au moins jusqu'au 31 décembre 2012.

Les permis délivrés pour le secteur nord-ouest chevauchent la ligne de démarcation entre les provinces de la Nouvelle-Écosse et de Terre-Neuve ainsi qu'une zone à proximité du territoire français des îles Saint-Pierre et Miquelon. Le 31 mai 2000, le gouvernement fédéral a annoncé les détails d'un processus visant à régler le différend actuel entre la Nouvelle-Écosse, Terre-Neuve et le Labrador sur la ligne limitrophe au large des côtes. Les deux provinces se sont entendues sur le choix des membres du tribunal d'arbitrage.

La première phase de l'arbitrage s'est déroulée en 2001. Le 17 mai 2001, le tribunal d'arbitrage a statué qu'il n'existe aucune entente contraignante sur la question entre Terre-Neuve et la Nouvelle-Écosse. Le 19 novembre 2001, la deuxième étape des audiences de l'arbitrage s'est amorcée à Fredericton, Nouveau-Brunswick. En mars 2002, le tribunal s'est prononcé sur la ligne de démarcation; à la suite de cette décision, il reste 19 permis de prospection (y compris des parties de permis) dans la région extracôtière de la Nouvelle-Écosse. L'Office négociera la conversion de ces permis de prospection en permis d'exploration.

## Attribution des droits

L'Office a étudié toutes les déclarations d'intérêt reçues jusqu'au 31 mars 2001 et, le 6 juin 2001, a lancé l'appel d'offres NS01-1 pour neuf parcelles représentant une superficie totale d'environ 1 579 970 hectares. Les soumissions pour chaque parcelle reposent uniquement sur les dépenses projetées pour les cinq premières années du permis, déterminées en fonction d'un échéancier bien défini de dépenses autorisées. Le montant de la plus basse soumission prise en compte pour la délivrance de chaque permis reste d'un million de dollars. Tous les permis d'exploration actuellement en vigueur ont une durée maximale de neuf ans; une clause prévoit la résiliation du permis par anticipation après cinq ans à moins qu'un dépôt de forage ne soit versé ou que le forage d'un puits ne soit entrepris.

Pendant la période où l'appel d'offres était ouvert, le public a été invité à soumettre des commentaires écrits à l'Office. Les résultats de l'appel d'offres NS01-1 ont été annoncés le 2 novembre 2001. Des offres totalisant plus de 527 millions de dollars ont été reçues et acceptées pour les neuf parcelles. La soumission représentant un engagement de 193 621 590 $ pour la parcelle numéro 6 a établi un record – c'est la soumission la plus élevée jamais reçue pour une parcelle au large de la Nouvelle-Écosse. Les engagements pour tous les permis d'exploration s'élèvent aujourd'hui à plus d'un milliard et demi de dollars. Le public a fait parvenir des observations relativement à ces parcelles. L'Office s'assurera que les exploitants prennent en compte ces observations et préoccupations dans les évaluations environnementales et les énoncés d'incidences environnementales exigés par l'Office avant d'autoriser quelque activité que ce soit dans les zones visées par les permis. Les observations écrites ont été transmises aux soumissionnaires retenus.

Les permis d'exploration 2406 à 2414 ont été délivrés, avec le 1er janvier 2002 comme date d'entrée en vigueur. Par ailleurs, l'Office a décidé de ne pas lancer l'appel d'offres NS01-2. Cette décision a été prise à la suite d'une étude des parcelles sélectionnées par l'industrie pétrolière avant le 30 septembre 2001.

## Participations

Il existe 59 permis d'exploration dans la zone région extracôtière de la Nouvelle-Écosse représentant un engagement total de plus de 1,5 milliard de dollars.

Tous les permis d'exploration actuellement en vigueur ont une durée maximale de neuf ans et renferment une clause prévoyant la résiliation par anticipation après cinq ans à moins qu'un dépôt de forage ne soit versé ou que le forage d'un puits ne soit entrepris. La période 1 pour le permis d'exploration 2356 a expiré le 31 décembre 2001, et le permis a été confirmé pour la période 2 avec le forage du puits Adamant N-97.

Tableau 3 – Participations actives au 31 mars 2002

| Type de participation | Nombre de participations | Superficie (en hectares) |
|---|---|---|
| Permis d'exploration | 59 | 7 701 640 |
| Attestation de découverte importante | 33 | 87 109 |
| Licence de production | 6 | 24 545 |

## Permis de prospection

Deux blocs de permis de prospection pour des secteurs au sud-ouest et au nord-est de la région extracôtière de la Nouvelle-Écosse ont été délivrés en vertu d'une loi qui a depuis lors été remplacée. Avant que des activités puissent être entreprises dans ces secteurs, les permis doivent être convertis en permis d'exploration. Les lois de mise en œuvre de l'Accord exigent que l'Office et les titulaires de permis négocient de nouvelles modalités pour les permis d'exploration à être délivrés.

Les permis pour la région au sud-ouest du Banc Georges font l'objet d'un moratoire qui doit durer au moins jusqu'au 31 décembre 2012.

Les permis délivrés pour le secteur nord-ouest chevauchent la ligne de démarcation entre les provinces de la Nouvelle-Écosse et de Terre-Neuve ainsi qu'une zone à proximité du territoire français des îles Saint-Pierre et Miquelon. Le 31 mai 2000, le gouvernement fédéral a annoncé les détails d'un processus visant à régler le différend actuel entre la Nouvelle-Écosse, Terre-Neuve et le Labrador sur la ligne limitrophe au large des côtes. Les deux provinces se sont entendues sur le choix des membres du tribunal d'arbitrage.

La première phase de l'arbitrage s'est déroulée en 2001. Le 17 mai 2001, le tribunal d'arbitrage a statué qu'il n'existe aucune entente contraignante sur la question entre Terre-Neuve et la Nouvelle-Écosse. Le 19 novembre 2001, la deuxième étape des audiences de l'arbitrage s'est amorcée à Fredericton, Nouveau-Brunswick. En mars 2002, le tribunal s'est prononcé sur la ligne de démarcation; à la suite de cette décision, il reste 19 permis de prospection (y compris des parties de permis) dans la région extracôtière de la Nouvelle-Écosse. L'Office négociera la conversion de ces permis de prospection en permis d'exploration.

## Attribution des droits

L'Office a étudié toutes les déclarations d'intérêt reçues jusqu'au 31 mars 2001 et, le 6 juin 2001, a lancé l'appel d'offres NS01-1 pour neuf parcelles représentant une superficie totale d'environ 1 579 970 hectares. Les soumissions pour chaque parcelle reposent uniquement sur les dépenses projetées pour les cinq premières années du permis, déterminées en fonction d'un échéancier bien défini de dépenses autorisées. Le montant de la plus basse soumission prise en compte pour la délivrance de chaque permis reste d'un million de dollars. Tous les permis d'exploration actuellement en vigueur ont une durée maximale de neuf ans, une clause prévoit la résiliation du permis par anticipation après cinq ans à moins qu'un dépôt de forage ne soit versé ou que le forage d'un puits ne soit entrepris.

Pendant la période où l'appel d'offres était ouvert, le public a été invité à soumettre des commentaires écrits à l'Office. Les résultats de l'appel d'offres NS01-1 ont été annoncés le 2 novembre 2001. Des offres totalisant plus de 527 millions de dollars ont été reçues et acceptées pour les neuf parcelles. La soumission représentant un engagement de 193 621 590 $ pour la parcelle numéro 6 a établi un record – c'est la soumission la plus élevée jamais reçue pour une parcelle au large de la Nouvelle-Écosse. Les engagements pour tous les permis d'exploration s'élèvent aujourd'hui à plus d'un milliard et demi de dollars. Le public a fait parvenir des observations relativement à ces parcelles. L'Office s'assurera que les exploitants prennent en compte ces observations et préoccupations dans les évaluations environnementales et les énoncés d'incidences environnementales exigés par l'Office avant d'autoriser quelque activité que ce soit dans les zones visées par les permis. Les observations écrites ont été transmises aux soumissionnaires retenus.

Les permis d'exploration 2406 à 2414 ont été délivrés, avec le 1er janvier 2002 comme date d'entrée en vigueur. Par ailleurs, l'Office a décidé de ne pas lancer l'appel d'offres NS01-2. Cette décision a été prise à la suite d'une étude des parcelles sélectionnées par l'industrie pétrolière avant le 30 septembre 2001.

TABLEAU 4 - 2001 SOMMAIRE DES ACTIVITÉS GÉOPHYSIQUES

| N°du programme | Description sommaire | Date de début | Date d'achèvement | Total (en km) |
|---|---|---|---|---|
| NS26-C146-01E | Relevé exclusif du fonds marin par Canadian Superior Energy Inc. Bâtiment (Cabot Sea) | 8 déc 2001 | 19 déc 2001 | 55.0 km |
| NS24-E40-01E | Relevé sismique exclusif en 3D par ExxonMobil Canada Properties. Bâtiment (Ramform Valiant) | 1er juil 2001 | 25 oct 2001 | 1 235.0 km² |
| NS26-E40-01E | Sondage exclusif du fond marin par ExxonMobil Canada Properties Bâtiment (Cabot Sea) | 27 août 2001<br>28 sept 2001 | 4 sept 2001<br>2 oct 2001 | 30.0 km<br>393.2 km |
| NS24-G01-02E | Relevé sismique exclusif en 2D par Gulf Canada Ressources Ltd. Bâtiment (M/V Western Inlet) | 15 juin 2001 | 4 août 2001 | 399.6 km |
| NS24-G05-04P | Relevé sismique en 2D non exclusif par Geophysical Service Inc. Bâtiment (S/V/ Professor Polshkov) | 18 mai 2001 | 6 juin 2001 | 1 875.2 km |
| NS26-J34-01P | Relevé géotechnique non exclusif par Jacques Whitford Environmental Ltd. Bâtiment (MV Cabot Sea) | 30 mai 2001 | 18 juin 2001 | Sans objet. |
| NS24-P03-04E | Relevé sismique exclusif en 3D par PanCanadian Petroleum Ltd. Bâtiment (M/V Western Geco Searcher) | 6 mai 2001<br>29 juin 2001 | 27 juin 2001<br>30 juil 2001 | 1 138.9 km² |
| NS26-P03-03E | Relevé de site exclusif par PanCanadian Petroleum Ltd. Bâtiment (Cabot Sea) | 30 avril 2001 | 22 mai 2001 | 0692.0 km |
| NS26-P03-04E | Relevé géotechnique exclusif par PanCanadian Petroleum Ltd. Bâtiment (M/S Bucentaur) | 7 juin 2001 | 15 juin 2001 | Sans objet. |
| NS26-P03-05E | Relevé géophysiques et géotechnique exclusif par PanCanadian Petroleum Ltd. Bâtiment (Cabot Sea [relevé géophysique]. Ryan Leet [relevé géotechnique]) | 8 sept 2001<br>9 oct 2001 | 25 sept 2001<br>22 oct 2001 | 2018.7 km<br>Sans objet. |
| NS24-S06-02E | Relevé sismique exclusif en 3D par Shell Canada. Bâtiment (M/V Western Monarch) | 1er mai 2001 | 15 juin 2001 | 1 100.0 km² |
| NS26-S86-01E | Relevé géotechnique exclusif par Sable Offshore Energy Inc. Bâtiment (M/S Bucentaur) | 30 mai 2001 | 12 juin 2001 | Sans objet. |
| NS24-V03-04P | Relevé sismique non exclusif en 3D par Veritas Geophysical (Canada) Ltd. Bâtiment (SR/V Veritas Viking) | 30 avril 2001 | 18 juin 2001 | 1333.8 km² |
| NS24-W30-01P | Relevé sismique en 2D non exclusif par WesternGeco Canada Ltd. Bâtiment (Western Inlet) | 23 avril 2001 | 24 sept 2001 | 10.686.04 km |

# Opérations

Stuart Pinks
Directeur des opérations

Au cours de l'exercice écoulé, l'Office a créé une division des opérations distincte de la division santé, sécurité et environnement. La nouvelle division fait le suivi de toutes les activités et autorisations extracôtières. Cette nouvelle répartition des tâches a non seulement contribué à accélérer les examens d'activités et à les rendre plus efficaces, mais elle a en outre amélioré les examens de la sécurité des opérations.

## Activités extracôtières

Le niveau d'activité sur le plan de la prospection et de la production extracôtières continue d'augmenter par rapport à celui des exercices précédents. Le tableau ci-dessous présente un sommaire des activités approuvées par l'Office pour la période visée par le rapport et donne, à des fins de comparaison, les chiffres des deux exercices précédents.

Tableau 5 - Activités

| Activité | Nombre de demandes approuvées | | |
|---|---|---|---|
| | 2001 | 2000 | 1999 |
| **Forage** | | | |
| Programmes de forage autorisés | 2 | 2 | 0 |
| Permission de forer un puits | 6 | 6 | 5 |
| **Études géophysiques, géotechniques et géochimiques** | | | |
| Études sismiques | 8 * | 6 | 6 |
| Sondage du fond marin, études géotechniques | 7 | 4 | 1 |
| Levés aéromagnétiques | 0 | 1 | 2 |
| Études géochimiques | 0 | 1 | 0 |
| **Plongée** | | | |
| Programmes de plongée autorisés | 2 | 1 | 2 |
| **Totaux** | **25** | **21** | **16** |

* Les travaux dans le cadre d'un programme de relevés sismiques n'ont pas été effectués.

# Opérations

Stuart Pinks
Directeur des opérations

Au cours de l'exercice écoulé, l'Office a créé une division des opérations distincte de la division santé, sécurité et environnement. La nouvelle division fait le suivi de toutes les activités et autorisations extracôtières. Cette nouvelle répartition des tâches a non seulement contribué à accélérer les examens d'activités et à les rendre plus efficaces, mais elle a en outre amélioré les examens de la sécurité des opérations.

## Activités extracôtières

Le niveau d'activité sur le plan de la prospection et de la production extracôtières continue d'augmenter par rapport à celui des exercices précédents. Le tableau ci-dessous présente un sommaire des activités approuvées par l'Office pour la période visée par le rapport et donne, à des fins de comparaison, les chiffres des deux exercices précédents.

Tableau 5 - Activités

| Activité | Nombre de demandes approuvées | | |
|---|---|---|---|
| | 2001 | 2000 | 1999 |
| **Forage** | | | |
| Programmes de forage autorisés | 2 | 2 | 0 |
| Permission de forer un puits | 6 | 6 | 5 |
| **Études géophysiques, géotechniques et géochimiques** | | | |
| Études sismiques | 8 * | 6 | 6 |
| Sondage du fond marin, études géotechniques | 7 | 4 | 1 |
| Levés aéromagnétiques | 0 | 1 | 2 |
| Études géochimiques | 0 | 1 | 0 |
| **Plongée** | | | |
| Programmes de plongée autorisés | 2 | 1 | 2 |
| **Totaux** | **25** | **21** | **16** |

* Les travaux dans le cadre d'un programme de relevés sismiques n'ont pas été effectués.

## Forages de reconnaissance

Au cours de l'exercice écoulé, l'Office a autorisé trois exploitants à forer des puits de reconnaissance.

PanCanadian a utilisé la plate-forme autoélévatrice Rowan Gorilla V pour forer trois puits de reconnaissance, soit les puits Murphy Musquodoboit E-23, Southhampton et Murphy Queensland M-88. Ces puits ont par la suite été abandonnés, mais les données techniques recueillies restent confidentielles pour une période de deux ans à partir de la date d'abandon de chaque puits.

À la fin de 2001, Shell Canada a entrepris le forage du puits de reconnaissance Onondaga B-84 avec la plate-forme autoélévatrice Galaxy II et Marathon Oil, celui du puits de reconnaissance en eau profonde Annapolis B-24 à l'aide du West Navion, navire de forage ultramoderne positionné de façon dynamique. Le puits Marathon est le premier puits en eau profonde (profondeur approximative : 1 775 mètres) foré depuis la création de l'Office. L'achèvement de ces deux puits est prévu pour le deuxième trimestre de 2002.

Par ailleurs, l'Office a amorcé le traitement d'une demande d'autorisation d'un programme de forage soumise par PanCanadian pour le forage de multiples puits à l'aide de la plate-forme de forage semisubmersible Eirik Raude. La construction de cette nouvelle plate-forme a commencé le 31 mars 2002 au chantier naval de Halifax. Les essais en mer sont prévus pour l'été 2002 avant son lancement pour le forage du premier puits.

## Projet énergétique extracôtier Sable

Deux nouveaux puits de la Phase I ont commencé à produire, ce qui a porté à douze le nombre total de puits en production. Les puits sont répartis comme suit: cinq pour le gisement Venture, cinq pour le gisement Thebaud et deux pour le gisement North Triumph. L'autorisation pour un des puits de développement avait été accordée durant l'exercice précédent, mais le puits a été foré durant cet exercice.

Au cours des douze mois de l'exercice, soit du 1er avril 2001 au 31 mars 2002, un total de 5 543 millions de mètres cubes (196 milliards de pieds cubes) de gaz non raffiné ont été extraits de ces trois gisements, soit 2 099 millions de mètres cubes (74 milliards de pieds cubes) du gisement Venture, 2 063 millions de mètres cubes (73 milliards de pieds cubes) du gisement Thebaud et 1 381 millions de mètres cubes (49 milliards de pieds cubes) du gisement North Triumph.

En janvier 2002, l'Office a approuvé une demande pour une autorisation d'exécution des travaux de production révisée pour le Projet énergétique extracôtier Sable (PEES) pour substituer le plus gros détenteur d'actions dans le projet, ExxonMobil Canada Properties à Sable Offshore Energy Inc., exploitant alors inscrit au dossier. Le nouvel exploitant a consenti à toutes les modalités du plan de développement et des rapports sur les décisions relatives au plan de retombées économiques pour le PEES.

ExxonMobil a informé l'Office de son intention d'entreprendre la phase II du PEES. Ainsi, l'exploitation du gisement Alma commencera en 2003 et d'autres gisements pourront s'ajouter en 2004 et 2005. ExxonMobil a indiqué qu'elle a l'intention de soumettre une demande pour l'installation, pendant l'été 2002, d'un pipeline sous-marin pour raccorder le gisement Alma au pipeline sous-marin existant du gisement Thebaud.

## Études géophysiques, géotechniques et géochimiques

Des demandes pour la réalisation de quinze études géophysiques et géotechniques ont été approuvées pendant la période visée par le rapport, mais une de ces études n'a pas été réalisée. Ces études comprenaient des relevés sismiques, d'emplacements de puits et de tracés de pipelines. Les données recueillies portent sur plus de 4 808 kilomètres carrés de relevés sismiques en 3-D, 12 961 kilomètres de relevés sismiques en 2-D et 2 019 kilomètres de relevés sismiques du fond marin en eau peu profonde.

## Programmes de plongée

Deux programmes de plongée alimentée en surface pour des travaux de maintenance et des inspections ont été autorisés au cours de l'exercice et ils ont été réalisés à l'aide de navires battant pavillon canadien. Le processus d'examen suivi par l'Office en vue d'accorder ces autorisations comportait plusieurs éléments, notamment s'assurer qu'un certificat de conformité avait été émis pour l'équipement de plongée, une évaluation du programme de plongée ainsi que l'examen ou l'octroi de certificats aux plongeurs.

## Projet Deep Panuke

PanCanadian a soumis des demandes visant à obtenir l'approbation réglementaire du Projet Deep Panuke. PanCanadian se propose d'installer trois plates-formes extracôtières : une plate-forme pour tête de puits, une plate-forme de production et une plate-forme de soutien logistique reliées entre elles par des passerelles piétonnières et de service. Le gaz sera acheminé vers la côte par un pipeline sous-marin de 60 centimètres (24 pouces) relié à des installations appartenant à Maritimes & Northeast Pipeline et exploitées par cette dernière. PanCanadian estime que le gisement renferme 935 milliards de pieds cubes de gaz récupérable.

Une description du projet a été déposée en juillet 2001, ce qui a déclenché le processus fédéral de coordination en vertu de la Loi canadienne sur l'évaluation environnementale (LCEE). Il a été déterminé que le projet exigera une étude approfondie, c'est-à-dire une évaluation environnementale exhaustive appliquée aux projets complexes, de grande envergure et présentant des risques potentiels pour l'environnement. L'Office dirige le processus d'examen conformément aux dispositions de la LCEE, et à cet égard, il a conclu un protocole d'entente avec les autres autorités responsables (Office national de l'énergie, ministère des Pêches et Océans, Environnement Canada et Industrie Canada) ainsi qu'avec la Nouvelle-Écosse et l'Agence canadienne d'évaluation environnementale.

Par la suite, PanCanadian a déposé auprès de l'Office une demande de plan de mise en valeur, un plan de retombées économiques et l'ébauche d'un rapport d'étude approfondie (REA) le 1er mars 2002.

Le REA fait l'objet d'une évaluation distincte, conformément au processus défini dans la LCEE et le protocole d'entente. L'évaluation comportera un examen technique intensif et une période réservée pour recevoir les commentaires du public. Une fois les révisions nécessaires apportées, le REA doit être présenté à l'Agence canadienne d'évaluation environnementale qui le transmettra ensuite au ministre fédéral de l'Environnement. L'Agence coordonnera les commentaires publics sur le REA, comme l'exige la LCEE. En outre, il pourra être nécessaire que le ministre provincial du travail étudie le REA si le processus provincial d'évaluation environnementale est invoqué.

À la suite de l'acceptation du REA par le ministre fédéral de l'Environnement et le ministre provincial de l'Environnement et du Travail (le cas échéant), l'Office pourra entreprendre le processus d'examen public de la demande de plan de mise en valeur et du plan de retombées économiques connexe.

## Vérifications

L'Office a procédé à quinze vérifications au cours de l'exercice écoulé. Ces vérifications comprenaient l'inspection préalable de tous les navires avant la délivrance de l'autorisation d'effectuer des opérations extracôtières, des vérifications des activités en cours portant sur des questions de santé, de sécurité et d'environnement ainsi qu'une vérification technique d'une autorité certificatrice. Les vérifications ont révélé un certain nombre de points exigeant que des mesures soient prises et un suivi a été fait dans chacun des cas pour s'assurer qu'elles avaient été respectées et mises en place à la satisfaction de l'Office.

En outre, un plan de vérification a été élaboré pour l'exercice 2002-2003 afin que soit entreprise une série de vérifications portant sur les règlements et exigences en matière de sécurité, d'environnement et de conservation.

Dans le sens des aiguilles d'une montre, à partir du coin supérieur gauche :

Pendant un exposé au cours des audiences tenues dans le cadre de l'examen public des impacts d'éventuelles activés d'exploration au large du Cap-Breton en janvier 2002. (Cape Breton Post)

Des présentateurs attendent leur tour au microphone pendant les audiences publiques de la commission d'examen public des impacts d'éventuelles activés d'exploration au large du Cap-Breton en janvier 2002. (Cape Breton Post)

Denise DiMattia de l'Office Canada – Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers pendant le cours de formation en survie au large que doit suivre toute personne qui se rend sur des installations extracôtières. (Morrow Scot-Brown)

Essais sur des échantillons sur la plate-forme Thebaud du projet énergétique extracôtier Sable. (ExxonMobil/Prisma Productions)

Vérification du matériel de lutte contre l'incendie sur la plate-forme Thebaud du projet énergétique extracôtier Sable. (ExxonMobil/Prisma Productions

# Santé, sécurité et environnem

C. Andrew Parker
Directeur, Santé, sécurité et environnement

La réglementation de la santé, de la sécurité et de l'environnement est un processus fondé sur une évaluation continue des risques et des communications constantes avec les intervenants. L'Office encourage l'élaboration, par les sociétés, de programmes internes particuliers à chaque site et conformes aux exigences réglementaires stipulées dans la loi et les règlements de mise en œuvre de l'Accord et dans toutes les lois fédérales et provinciales.

L'Office a conclu des protocoles d'entente avec d'autres organisations gouvernementales dont certaines compétences peuvent chevaucher les siennes et qui possèdent des connaissances spécialisées et peuvent lui donner des conseils. Dans tous les cas, le but du protocole d'entente est de faire en sorte que la collaboration en matière de réglementation soit efficiente, juste et efficace. Au cours de l'année, des protocoles d'ententes ont été conclus avec les ministères des Pêches et Océans et des Transports. Des plans de travail formels ont été élaborés avec Environnement Canada en vertu du protocole d'entente existant et avec Pêches et Océans en vertu d'un nouveau protocole d'entente. Des consultations en profondeur ont en outre été tenues avec l'Office national de l'énergie et le ministère de l'Environnement et du Travail de la Nouvelle-Écosse.

Des membres du personnel de l'Office possédant des connaissances techniques spécialisées ont été nommés à des postes de conseillers en matière de sécurité ou de conservation. Ils ont effectué diverses vérifications et ont conseillé l'Office avant de délivrer des autorisations de travail, durant les opérations d'exploitation et de démantèlement. L'Office se préoccupe aussi de rapports d'incidents qui causent des dommages ou des blessures ou qui, dans certaines circonstances, auraient pu causer des blessures corporelles ou des dommages à l'environnement. Habituellement, au cours du suivi qu'il fait, l'Office s'assure que l'industrie a réagi adéquatement à l'incident, que les causes ont été déterminées et que les changements nécessaires ont été apportés dans le cadre du processus d'amélioration continue. Dans certains cas, le personnel de l'Office mène des enquêtes indépendantes et, au besoin, applique les mesures requises.

## Santé et sécurité

L'Office continue d'assumer son rôle d'organisme de réglementation, conformément aux lois de mise en œuvre, aux règlements pertinents et aux exigences en matière de santé et sécurité au travail. L'Office participe également à des consultations en profondeur avec le gouvernement afin d'apporter des modifications formelles aux dispositions législatives sur la santé et la sécurité au travail. Les exigences de l'Office en matière de santé et de sécurité au travail restent en place car elles constituent des directives pour les exploitants et une protection pour les travailleurs jusqu'à ce que les mesures législatives soient modifiées.

Reconnaissant les tendances nationales et internationales dans ce domaine, et en réponse aux vérifications et aux enquêtes, l'Office s'est efforcé de clarifier les attentes en matière de réglementation et de donner à l'industrie une meilleure connaissance de l'ergonomie, de l'hygiène industrielle et des facteurs humains. L'Office s'apprête en outre à coordonner la rédaction finale, l'examen externe et la publication de nouvelles lignes directrices en matière de santé et de sécurité relativement :

- aux certificats de conformité;
- au signalement des incidents;
- à la santé et à la sécurité au travail.

L'Office a également participé, avec l'industrie, à l'élaboration de lignes directrices sur la formation et la qualification.

### Rapports sur les incidents

La réglementation en vertu de la Loi de mise en œuvre donne la liste des exigences en matière de signalement de nombreux incidents liés à la sécurité. Parmi les incidents qui se produisent dans des installations extracôtières et qui doivent être signalés immédiatement à l'Office, on compte les incidents entraînant des blessures invalidantes et les événements qui n'ont entraîné aucune blessure mais présentaient un haut risque d'entraîner des blessures. L'Office a répondu à 32 enquêtes d'exploitant sur des incidents liés à la santé et à la sécurité qui se sont produits l'an dernier, et a fait un suivi. Dans tous les cas, l'Office a vérifié que des mesures avaient été prises pour améliorer les systèmes et empêcher que des situations semblables ne se reproduisent. L'Office a mené quatre enquêtes indépendantes sur des incidents en zone extracôtière. Deux de ces enquêtes ont été menées en réponse à des plaintes d'un employé quant à la santé et à la sécurité sur un site de travail en particulier.

Des efforts concertés ont été entrepris pour revoir la réglementation applicable en zone extracôtière, les critères internationaux de signalement des accidents, les pratiques exemplaires dans l'industrie et les exigences provinciales quant au signalement et au suivi des incidents ayant trait à la sécurité. La rédaction de lignes directrices plus complètes et plus précises sur le signalement des incidents est en cours. Ces lignes directrices comporteront des indicateurs de sécurité « avancés » et « de suivi ».

### Statistiques sur les blessures

Nous sommes heureux de rapporter qu'en 2001 il n'y a eu aucune blessure avec perte de temps signalées dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse. Il s'agit d'une réalisation exceptionnelle étant donné que plus de 1,7 million d'heures-personnes ont été travaillées durant la période sur laquelle portait le rapport.

Un sommaire de toutes les données sur les blessures subies durant l'année civile 2001 est donné dans le tableau 6. Comme nous l'avons déjà mentionné, le tableau confirme qu'aucune blessure avec perte de temps n'a été signalée à l'Office. Quatre des blessures ont exigé un allégement de la charge de travail, 10 ont nécessité des soins médicaux et 95 ont nécessité des premiers soins. L'Office exige que chaque exploitant tienne un registre de toutes les blessures mineures de sorte à pouvoir identifier les tendances et élaborer des mesures préventives avant que des blessures invalidantes plus graves ne se produisent.

Le terme « blessures invalidantes » est expliqué dans la réglementation des zones extracôtières et comprend toutes les blessures avec temps de travail perdu ou allégement de la charge de travail. En 2001, on a signalé quatre blessures invalidantes sur plus de 1,7 millions d'heures-personnes, ce qui correspond à un taux de 0,5 par 200 000 heures-personnes. Cet indice montre une très grande amélioration par rapport à l'année d'exploitation 2000 durant laquelle le taux de fréquence de blessures invalidantes se chiffrait à 2,0 pour 200 000 heures-personnes.

TABLEAU 6 – STATISTIQUES SUR LES INCIDENTS EN MATIÈRE DE SANTÉ ET DE SÉCURITÉ – 2001

| ACTIVITÉ | HEURES | Accident de travail avec perte de temps | Accidents de travail ayant exigé un allégement de la tâche | Accidents de travail ayant exigé des soins médicaux | Accidents de travail ayant exigé des premiers soins |
|---|---|---|---|---|---|
| **INSTALLATIONS** | 899 244 | 0 | 3 | 9 | 70 |
| **AVIATION** | 82 660 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| **BÂTIMENTS** | 720 312 | 0 | 1 | 1 | 21 |
| **TOTAUX** | **1 702 216** | **0** | **4** | **10** | **95** |

**Accidents de travail avec perte de temps** – accident de travail ou maladie professionnelle empêchant le travailleur d'exécuter ses tâches pendant le quart de travail suivant ou d'exécuter les travaux d'une tâche allégée

**Accidents de travail ayant exigé un allégement de la tâche** – accident de travail à la suite duquel le travailleur est temporairement affecté à un poste ne comportant pas les tâches de son poste régulier.

**Accidents de travail ayant exigé des soins médicaux** – accident de travail ou maladie professionnelle ayant exigé les soins d'un médecin ou d'un autre spécialiste des soins de santé sous les ordres d'un médecin, si le travailleur peut reprendre son poste régulier le quart suivant

**Accidents de travail ayant exigé des premiers soins** – accident de travail pour lequel un traitement unique et un certain degré d'observation suffisent égratignures, coupures ou brûlures légères, écharde, sans nécessiter un traitement par un médecin.

## PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT

L'Office est responsable de la protection de l'environnement pendant toutes les phases de l'exploitation des ressources en hydrocarbures en zone extracôtière, du forage des puits d'exploration à l'abandon. L'Office est maintenant devenu une autorité fédérale en vertu de la Loi canadienne sur l'évaluation environnementale (LCEE). Même si la plupart des propositions de mise en valeur sont du ressort de la LCEE, les projets de prospection ne seront soumis au régime de la Loi que lorsque des modifications additionnelles aux règlements entreront en vigueur, vraisemblablement vers le milieu de 2002.

Le processus d'évaluation environnementale de l'Office s'amorce à l'étape de l'appel d'offres. Une évaluation environnementale stratégique de grande envergure est alors faite afin de déterminer et de mettre en évidence les préoccupations ou enjeux environnementaux. Ces enjeux peuvent ensuite faire l'objet d'évaluations environnementales spécifiques au projet ou l'Office peut décider de ne pas accepter de soumissions visant une parcelle en particulier. Tous les projets ultérieurs, y compris les programmes de relevés sismiques et les forages de reconnaissance, doivent faire l'objet d'une évaluation environnementale avant d'être approuvés par l'Office.

### COMITÉ CONSULTATIF DES PÊCHES ET DE L'ENVIRONNEMENT

L'Office consulte le comité consultatif des pêches et de l'environnement (CCPE) sur les questions ayant trait à l'environnement et à la pêche. Pendant l'exercice 2001-2002, le CCPE s'est réuni à trois reprises. Beaucoup des projets environnementaux de l'Office ainsi que l'emplacement et le moment où seront réalisés les programmes de relevés sismiques et de forage proposés sont soumis aux membres du comité pour étude et commentaires. Lorsqu'il se penche sur les questions ayant trait à la pêche et à l'environnement dans le contexte de l'exploration et de la mise en valeur des ressources en hydrocarbures, l'Office étudie les conseils et recommandations du comité consultatif. Au cours de la dernière année, le CCPE s'est adressé à l'Office pour lui présenter son point de vue sur le processus d'attribution des droits, le chevauchement des relevés sismiques, les observateurs de l'industrie de la pêche sur les installations pétrolières en zone extracôtière et la planification à long terme. L'Office prendra ces points de vue en considération dans ses futurs processus de prise de décision.

TABLEAU 6 – STATISTIQUES SUR LES INCIDENTS EN MATIÈRE DE SANTÉ ET DE SÉCURITÉ – 2001

| ACTIVITÉ | HEURES | Accident de travail avec perte de temps | Accidents de travail ayant exigé un allégement de la tâche | Accidents de travail ayant exigé des soins médicaux | Accidents de travail ayant exigé des premiers soins |
|---|---|---|---|---|---|
| **INSTALLATIONS** | 899 244 | 0 | 3 | 9 | 70 |
| **AVIATION** | 82 660 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| **BÂTIMENTS** | 720 312 | 0 | 1 | 1 | 21 |
| **TOTAUX** | **1 702 216** | **0** | **4** | **10** | **95** |

**Accidents de travail avec perte de temps** – accident de travail ou maladie professionnelle empêchant le travailleur d'exécuter ses tâches pendant le quart de travail suivant ou d'exécuter les travaux d'une tâche allégée.

**Accidents de travail ayant exigé un allégement de la tâche** – accident de travail à la suite duquel le travailleur est temporairement affecté à un poste ne comportant pas les tâches de son poste régulier.

**Accidents de travail ayant exigé des soins médicaux** – accident de travail ou maladie professionnelle ayant exigé les soins d'un médecin ou d'un autre spécialiste des soins de santé sous les ordres d'un médecin, si le travailleur peut reprendre son poste régulier le quart suivant.

**Accidents de travail ayant exigé des premiers soins** – accident de travail pour lequel un traitement unique et un certain degré d'observation suffisent égratignures, coupures ou brûlures légères, écharde, sans nécessiter un traitement par un médecin.

## PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT

L'Office est responsable de la protection de l'environnement pendant toutes les phases de l'exploitation des ressources en hydrocarbures en zone extracôtière, du forage des puits d'exploration à l'abandon. L'Office est maintenant devenu une autorité fédérale en vertu de la Loi canadienne sur l'évaluation environnementale (LCEE). Même si la plupart des propositions de mise en valeur sont du ressort de la LCEE, les projets de prospection ne seront soumis au régime de la Loi que lorsque des modifications additionnelles aux règlements entreront en vigueur, vraisemblablement vers le milieu de 2002.

Le processus d'évaluation environnementale de l'Office s'amorce à l'étape de l'appel d'offres. Une évaluation environnementale stratégique de grande envergure est alors faite afin de déterminer et de mettre en évidence les préoccupations ou enjeux environnementaux. Ces enjeux peuvent ensuite faire l'objet d'évaluations environnementales spécifiques au projet ou l'Office peut décider de ne pas accepter de soumissions visant une parcelle en particulier. Tous les projets ultérieurs, y compris les programmes de relevés sismiques et les forages de reconnaissance, doivent faire l'objet d'une évaluation environnementale avant d'être approuvés par l'Office.

### COMITÉ CONSULTATIF DES PÊCHES ET DE L'ENVIRONNEMENT

L'Office consulte le comité consultatif des pêches et de l'environnement (CCPE) sur les questions ayant trait à l'environnement et à la pêche. Pendant l'exercice 2001-2002, le CCPE s'est réuni à trois reprises. Beaucoup des projets environnementaux de l'Office ainsi que l'emplacement et le moment où seront réalisés les programmes de relevés sismiques et de forage proposés sont soumis aux membres du comité pour étude et commentaires. Lorsqu'il se penche sur les questions ayant trait à la pêche et à l'environnement dans le contexte de l'exploration et de la mise en valeur des ressources en hydrocarbures, l'Office étudie les conseils et recommandations du comité consultatif. Au cours de la dernière année, le CCPE s'est adressé à l'Office pour lui présenter son point de vue sur le processus d'attribution des droits, le chevauchement des relevés sismiques, les observateurs de l'industrie de la pêche sur les installations pétrolières en zone extracôtière et la planification à long terme. L'Office prendra ces points de vue en considération dans ses futurs processus de prise de décision.

TABLEAU 7 – ÉVALUATIONS ENVIRONNEMENTALES

| Activité | 2001-2002 | 2000-2001 |
|---|---|---|
| Relevés sismiques | 8 | 10 |
| Autres activités géophysiques ou géotechniques | 7 | 6 |
| Programmes de forage | 2* | 5 |
| Evaluation environnementale strategique | 1 | 1 |
| **Total** | **18** | **22** |

* Des évaluations environnementales sont dorenavant effectuées à l'etape de la demande de programmes de forage

ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE STRATÉGIQUE

Au cours de la période visée par le rapport, l'Office a fait une évaluation environnementale stratégique (EES) pour les neuf parcelles visées par l'appel d'offres NS01-1. Il a donné en sous-traitance l'étude écologique des neuf parcelles, et son personnel a utilisé les données recueillies pour mettre la touche finale à l'EES. L'une des conclusions de l'évaluation est que même si aucune zone vulnérable n'est située dans les neuf parcelles, il existe plusieurs habitats importants à proximité. L'évaluation est d'ailleurs disponible sur le site de l'Office pour mettre l'information à la disposition du public et lui permettre de préparer des commentaires écrits sur l'appel d'offres. L'EES ne vise pas à remplacer l'évaluation environnementale plus détaillée requise pour tout travail en vertu du processus de réglementation de l'Office.

LIGNES DIRECTRICES

Lignes directrices sur le traitement des débris : Les lignes directrices sur le traitement des débris, publiées conjointement par l'Office Canada – Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers (OCTNHE), l'Office Canada – Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers (OCNEHE) et l'Office national de l'énergie (ONE), énoncent les attentes minimales de l'Office en ce qui a trait au traitement et à l'élimination des débris des opérations de forage et de production d'hydrocarbures dans les zones limitrophes du Canada. Un Office peut exiger des procédures et pratiques plus rigoureuses s'il croit que cela est nécessaire dans des circonstances particulières. La plus récente version des lignes directrices a été publiée en septembre 1996.

La révision des lignes directrices sur le traitement des débris a été entreprise en novembre 1999 par un groupe de travail composé de nombreux intervenants et présidé par un représentant de l'OCTNHE; le groupe se compose de représentants des trois Offices, d'autres organisations gouvernementales, d'organisations non gouvernementales, de l'industrie extracôtière et du grand public. La version de consultation des lignes directrices révisées a été publiée pour obtenir des commentaires du public. La version préliminaire sera revisée au besoin par le groupe de travail et soumise formellement aux trois Offices pour étude. Chacune des éditions successives des lignes directrices a été caractérisée par des exigences minimales de plus en plus restrictives et par le fait qu'elles visent un plus large éventail de débris.

Lignes directrices sur l'indemnisation pour dommages : Les Compensation Guidelines Respecting Damages Relating to Offshore Petroleum Activities (lignes directrices sur l'indemnisation pour dommages résultant d'activités activités pétrolières en zone extracôtière) publiées conjointement par l'OCTNHE et l'OCNEHE, décrivent les diverses sources d'indemnisation auxquelles les demandeurs potentiels peuvent s'adresser pour être dédommagés des pertes ou dommages résultant de déversements de substances décrits dans le règlement ou de débris laissés sur le fond marin à la suite des activités pétrolières. Ces lignes directrices ont d'abord été publiées en septembre 1991. Les deux Offices en ont entrepris la révision au cours de l'exercice 2001-2002. Les principales modifications étaient d'ordre administratif seulement et la version révisée est déjà disponible.

## Fonds pour l'étude de l'environnement

Le Fonds pour l'étude de l'environnement (FEE) est un programme de recherche qui finance des études environnementales et sociales. Il a pour objectif d'aider dans le processus de prise de décision sur l'exploration et la production d'hydrocarbures dans les zones limitrophes du Canada. Le FEE est financé par des droits sur les terres versés par les sociétés pétrolières titulaires de permis, et il est dirigé par un conseil d'administration composé de représentants du gouvernement, de l'industrie et de membres du public. L'OCNEHE est membre du conseil d'administration.

La recherche s'intéresse à trois secteurs principaux : l'incidence des relevés sismiques, les effets cumulatifs et les rejets des installations extracôtières. Les recherches effectuées au cours de l'exercice ont porté sur les incidences sur les oiseaux marins, la cartographie des zones vulnérables, la surveillance du bassin d'air et la modélisation de la dispersion des boues de forage. En outre, un projet d'étude des effets des relevés sismiques sur le crabe des neiges a été approuvé et financé mais les travaux ne seront entrepris qu'au cours du prochain exercice.

## Initiatives régionales

L'Office participe également à des projets menés par le ministère des Pêches et Océans (MPO) et portant sur des zones de protection marine et la planification de la gestion intégrée sous le régime de la Loi sur les océans. L'Office a signé des protocoles d'entente avec le ministère des Pêches et Océans et Environnement Canada et travaille en étroite collaboration avec eux. Chaque ministère élabore et met en œuvre les plans de travail annuels. Le protocole d'entente avec le MPO a été conclu au cours de l'été 2001.

## Examen public des impacts d'éventuelles activités d'exploration au large du Cap-Breton

Le 20 octobre 2000, l'Office Canada – Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers a reçu une directive conjointe des ministres fédéral et provincial de l'Énergie de procéder à un examen public des impacts d'éventuelles activités d'exploration pétrolière et de forage dans les zones visées par les permis d'exploration 2364, 2365 et 2368. L'Office a alors nommé Madame Teresa MacNeil au poste de commissaire chargée de procéder à l'examen public. Madame MacNeil a mené un examen indépendant et soumis son rapport à l'Office ainsi qu'aux gouvernements fédéral et provincial en mars 2002. Les recommandations du rapport seront étudiées en vue d'arriver à une décision finale. À titre de mesure intérimaire, l'Office a émis une ordonnance interdisant toute activité en matière d'hydrocarbures dans les zones visées par les trois permis jusqu'à ce que l'examen public soit terminé.

## Déversements et rejets

L'Office exige que tous les déversements et tous les rejets des activités pétrolières en zone extracôtière lui soient signalés. Lorsque cela est approprié, le personnel fait un suivi pour s'assurer que des mesures sont prises par l'exploitant responsable du déversement ou du rejet. Une enquête judiciaire est entreprise lorsque la chose est justifiée et des mesures d'exécution sont envisagées. Les déversements survenus au cours de l'exercice 2001-2002 sont expliqués dans le tableau ci-dessous.

### Tableau 8 – Déversements signalés dans la région extracôtière de la Nouvelle-Écosse

| Produit déversé | Moins de 1l | 1–10l | 11–150l | Plus de 150l |
|---|---|---|---|---|
| Condensat | 2 | | | |
| Boues synthétiques | 1 | 1 | 2 | |
| Huile légère | 10 | 6 | 1 | |
| Monoéthylène glycol | | | | 1 |
| **Totaux** | **13** | **7** | **3** | **1** |

## Tableau 7 – Évaluations environnementales

| Activité | 2001-2002 | 2000-2001 |
|---|---|---|
| Relevés sismiques | 8 | 10 |
| Autres activités géophysiques ou géotechniques | 7 | 6 |
| Programmes de forage | 2* | 5 |
| Évaluation environnementale stratégique | 1 | 1 |
| **Total** | **18** | **22** |

* Des évaluations environnementales sont dorénavant effectuées à l'étape de la demande de programmes de forage.

## Évaluation environnementale stratégique

Au cours de la période visée par le rapport, l'Office a fait une évaluation environnementale stratégique (EES) pour les neuf parcelles visées par l'appel d'offres NS01-1. Il a donné en sous-traitance l'étude écologique des neuf parcelles, et son personnel a utilisé les données recueillies pour mettre la touche finale à l'EES. L'une des conclusions de l'évaluation est que même si aucune zone vulnérable n'est située dans les neuf parcelles, il existe plusieurs habitats importants à proximité. L'évaluation est d'ailleurs disponible sur le site de l'Office pour mettre l'information à la disposition du public et lui permettre de préparer des commentaires écrits sur l'appel d'offres. L'EES ne vise pas à remplacer l'évaluation environnementale plus détaillée requise pour tout travail en vertu du processus de réglementation de l'Office.

## Lignes directrices

Lignes directrices sur le traitement des débris : Les lignes directrices sur le traitement des débris, publiées conjointement par l'Office Canada – Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers (OCTNHE), l'Office Canada – Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers (OCNEHE) et l'Office national de l'énergie (ONE), énoncent les attentes minimales de l'Office en ce qui a trait au traitement et à l'élimination des débris des opérations de forage et de production d'hydrocarbures dans les zones limitrophes du Canada. Un Office peut exiger des procédures et pratiques plus rigoureuses s'il croit que cela est nécessaire dans des circonstances particulières. La plus récente version des lignes directrices a été publiée en septembre 1996.

La révision des lignes directrices sur le traitement des débris a été entreprise en novembre 1999 par un groupe de travail composé de nombreux intervenants et présidé par un représentant de l'OCTNHE; le groupe se compose de représentants des trois Offices, d'autres organisations gouvernementales, d'organisations non gouvernementales, de l'industrie extracôtière et du grand public. La version de consultation des lignes directrices révisées a été publiée pour obtenir des commentaires du public. La version préliminaire sera révisée au besoin par le groupe de travail et soumise formellement aux trois Offices pour étude. Chacune des éditions successives des lignes directrices a été caractérisée par des exigences minimales de plus en plus restrictives et par le fait qu'elles visent un plus large éventail de débris.

Lignes directrices sur l'indemnisation pour dommages : Les Compensation Guidelines Respecting Damages Relating to Offshore Petroleum Activities (lignes directrices sur l'indemnisation pour dommages résultant d'activités activités pétrolières en zone extracôtière) publiées conjointement par l'OCTNHE et l'OCNEHE, décrivent les diverses sources d'indemnisation auxquelles les demandeurs potentiels peuvent s'adresser pour être dédommagés des pertes ou dommages résultant de déversements de substances décrits dans le règlement ou de débris laissés sur le fond marin à la suite des activités pétrolières. Ces lignes directrices ont d'abord été publiées en septembre 1991. Les deux Offices en ont entrepris la révision au cours de l'exercice 2001-2002. Les principales modifications étaient d'ordre administratif seulement et la version révisée est déjà disponible.

## Fonds pour l'étude de l'environnement

Le Fonds pour l'étude de l'environnement (FÉE) est un programme de recherche qui finance des études environnementales et sociales. Il a pour objectif d'aider dans le processus de prise de décision sur l'exploration et la production d'hydrocarbures dans les zones limitrophes du Canada. Le FÉE est financé par des droits sur les terres versés par les sociétés pétrolières titulaires de permis, et il est dirigé par un conseil d'administration composé de représentants du gouvernement, de l'industrie et de membres du public. L'OCNEHE est membre du conseil d'administration.

La recherche s'intéresse à trois secteurs principaux : l'incidence des relevés sismiques, les effets cumulatifs et les rejets des installations extracôtières. Les recherches effectuées au cours de l'exercice ont porté sur les incidences sur les oiseaux marins, la cartographie des zones vulnérables, la surveillance du bassin d'air et la modélisation de la dispersion des boues de forage. En outre, un projet d'étude des effets des relevés sismiques sur le crabe des neiges a été approuvé et financé mais les travaux ne seront entrepris qu'au cours du prochain exercice.

## Initiatives régionales

L'Office participe également à des projets menés par le ministère des Pêches et Océans (MPO) et portant sur des zones de protection marine et la planification de la gestion intégrée sous le régime de la Loi sur les océans. L'Office a signé des protocoles d'entente avec le ministère des Pêches et Océans et Environnement Canada et travaille en étroite collaboration avec eux. Chaque ministère élabore et met en œuvre les plans de travail annuels. Le protocole d'entente avec le MPO a été conclu au cours de l'été 2001.

## Examen public des impacts d'éventuelles activés d'exploration au large du Cap-Breton

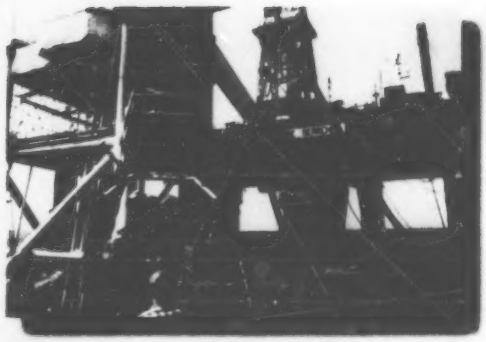
Le 20 octobre 2000, l'Office Canada – Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers a reçu une directive conjointe des ministres fédéral et provincial de l'Énergie de procéder à un examen public des impacts d'éventuelles activités d'exploration pétrolière et de forage dans les zones visées par les permis d'exploration 2364, 2365 et 2368. L'Office a alors nommé Madame Teresa MacNeil au poste de commissaire chargée de procéder à l'examen public. Madame MacNeil a mené un examen indépendant et soumis son rapport à l'Office ainsi qu'aux gouvernements fédéral et provincial en mars 2002. Les recommandations du rapport seront étudiées en vue d'arriver à une décision finale. À titre de mesure intérimaire, l'Office a émis une ordonnance interdisant toute activité en matière d'hydrocarbures dans les zones visées par les trois permis jusqu'à ce que l'examen public soit terminé.

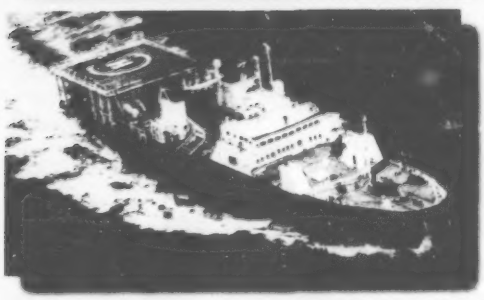
## Déversements et rejets

L'Office exige que tous les déversements et tous les rejets des activités pétrolières en zone extracôtière lui soient signalés. Lorsque cela est approprié, le personnel fait un suivi pour s'assurer que des mesures sont prises par l'exploitant responsable du déversement ou du rejet. Une enquête judiciaire est entreprise lorsque la chose est justifiée et des mesures d'exécution sont envisagées. Les déversements survenus au cours de l'exercice 2001-2002 sont expliqués dans le tableau ci-dessous.

Tableau 8 – Déversements signalés dans la région extracôtière de la Nouvelle-Écosse

| Produit déversé | Moins de 1l | 1–10l | 11–150l | Plus de 150l |
|---|---|---|---|---|
| Condensat | 2 | | | |
| Boues synthétiques | 1 | 1 | 2 | |
| Huile légère | 10 | 6 | 1 | |
| Monoéthylène glycol | | | | 1 |
| **Totaux** | **13** | **7** | **3** | **1** |





Dans le sens des aiguilles d'une montre, à partir du coin supérieur gauche :

Plongeurs se préparant à s'enfoncer dans l'eau pour travailler sur des installations extracôtières.
(Dominion Diving)

Chargement d'un bâtiment d'approvisionnement à la plate-forme Thebaud du projet énergétique extracôtier Sable.
(ExxonMobil/Prisma Productions)

Salle de commande de la plate-forme Thebaud du projet énergétique extracôtier Sable. (ExxonMobil/Prisma Productions)

Le GSI Admiral, seul navire de relevés sismiques battant pavillon canadien. (Geophysical Services Incorporated)

Pilote d'hélicoptère en route vers des installations extracôtières.
(ExxonMobil/Prisma Productions)

# Retombées économiques emploi

Debbie Mountenay
Directrice, Administration
et retombées économiques

La loi de mise en œuvre de l'Accord, qui donne son mandat à l'Office, exige que ce dernier approuve un plan de retombées économiques et d'emploi Canada – Nouvelle-Écosse avant que des activités puissent être entreprises au large de la Nouvelle-Écosse. Dans un plan de retombées économiques, les exploitants extracôtiers doivent s'engager à respecter les principes fondamentaux énoncés dans la loi de mise en œuvre de l'Accord. Ces principes fondamentaux sont, notamment : le plan doit offrir une juste possibilité et la priorité aux Néo-Écossais et aux entreprises de la Nouvelle-Écosse. « Juste possibilité » signifie offrir aux fabricants, experts-conseils, entrepreneurs et entreprises de services de la Nouvelle-Écosse et du reste du Canada une possibilité réelle et équitable de participer, à titre concurrentiel, à la fourniture des biens et des services nécessaires à la réalisation des travaux. Par « priorité », on entend offrir des possibilités d'emploi et de formation aux Canadiens, en particulier aux travailleurs de la Nouvelle-Écosse. La priorité, ou la préférence, doit aussi être accordée aux biens fabriqués en Nouvelle-Écosse et aux services fournis dans cette province s'ils sont concurrentiels aux titres du prix équitable, de la qualité et de la livraison. Un plan de retombées économiques doit en outre prévoir l'établissement, en Nouvelle-Écosse, d'un bureau ayant un pouvoir décisionnel de niveau approprié ainsi que la promotion de l'éducation, de la formation, de la recherche et du développement en Nouvelle-Écosse.

## RETOMBÉES ÉCONOMIQUES

Les retombées économiques et l'emploi restent un volet intéressant et dynamique du mandat de l'Office. Au cours de l'exercice écoulé, de nouveaux exploitants ont établi des bureaux locaux, les travaux de la phase II du projet énergétique extracôtier Sable ont commencé et le plan de retombées économiques pour le projet Deep Panuke de PanCanadian Energy Corporation a été déposé.

L'Office consulte les gouvernements fédéral et provincial sur les questions liées aux retombées économiques par l'intermédiaire du Comité d'examen des retombées. Les membres du comité sont des représentants de l'Office, de Ressources naturelles Canada et du Nova Scotia Petroleum Directorate. À l'occasion, des représentants d'autres organisations et ministères fédéraux et provinciaux sont invités à participer à ces rencontres. Le Comité se réunit tous les trimestres mais il arrive que des réunions soient convoquées pour discuter de questions précises ayant trait aux retombées économiques. Grâce au Comité d'examen des retombées, l'Office peut s'acquitter de son obligation de consultation avec une grande efficacité.

## Prospection et exploration

Pendant l'exercice visé par le rapport, l'Office a étudié et approuvé des plans de retombées pour quinze programmes d'études géophysiques. Même si les résultats définitifs de ces programmes ne sont pas encore disponibles, il est tout de même possible de discerner des tendances, par exemple une augmentation du nombre de Néo-Écossais et de Canadiens embauchés par les entreprises qui font des études sismiques pour leurs activités ailleurs dans le monde et du nombre de Néo-Écossais et de Canadiens recrutés dans nos institutions d'enseignement technique ainsi qu'une augmentation des projets de recherche et développement dans la province.

En avril 2001, l'Office a approuvé un plan de retombées économiques soumis par Shell Canada Limited pour le forage d'un puits en eau peu profonde. Le puits Onondaga est situé sur le territoire visé par l'attestation de découverte importante numéro 2121 et à la fin de l'exercice, le forage se poursuit.

Trois plates-formes autoélévatrices ont été utilisées au large de la Nouvelle-Écosse pendant l'exercice, et deux sont toujours dans la région. Les équipages de ces plates-formes sont principalement composés de Canadiens, dont la majorité sont des Néo-Écossais; c'est là une preuve que les plans de relève ont permis de remplacer les travailleurs étrangers par des gens qui vivent en Nouvelle-Écosse et ailleurs au Canada.

Au cours de l'exercice écoulé, les activités de forage se sont dirigées vers les zones d'eau profonde alors que Marathon Canada Limited a entrepris son programme d'exploration, de délinéation et de préparation à la mise en valeur en vertu du permis de prospection 2377. À la fin de l'exercice, le forage de ce puits par le navire West Navion était toujours en cours.

En février 2002, l'Office a approuvé un plan de retombées économiques soumis par Chevron Canada Resources en vue de la réalisation d'un programme de forage proposé en vertu du permis de prospection 2359. Il est prévu que ce puits s'enfoncera dans des structures qui n'ont pas encore fait l'objet de forages dans les eaux profondes au large de la Nouvelle-Écosse.

Les appareils de forage qui seront utilisés pour ces programmes en eau profonde seront utilisées pour la première fois en Nouvelle-Écosse. Même si la sécurité est de la première importance, l'Office collabore de près avec l'exploitant pour s'assurer que les exigences de la loi en ce qui a trait à la juste possibilité et à la préférence sont appliquées au recrutement des effectifs.

En fin d'exercice, l'Office a approuvé un plan de retombées économiques soumis par El Paso Canada Pipeline Company relativement à la première phase du Blue Atlantic Transmission System. Pour l'instant, le projet n'est encore qu'à l'étape conceptuelle et consiste en un pipeline sous-marin de transport vers les États-Unis de gaz naturel extrait de la région extracôtière de la Nouvelle-Écosse.

Au cours de l'exercice, ExxonMobil Canada et PanCanadian Energy Corporation ont réalisé des forages de reconnaissance en vertu de plans de retombées économiques approuvés au début de 2000 et 2001 respectivement.

Tableau 9 – Plan de retombées économiques approuvés

| Plan de retombées économiques | 2001-2002 | 2000-2001 |
|---|---|---|
| Programmes d'études géophysiques | 15 | 12 |
| Programmes de forage* | 2 | 3 |
| Pipeline | 1 | 0 |

* Les plans de retombées économiques sont soumis pour les demandes de programmes de forage et non pour chaque demande d'autorisation de forage d'un puits.

À la fin de l'exercice, l'Office révisait les plans de retombées économiques pour deux autres programmes de forage.

### Contrôle des plans de retombées économiques

L'étude et l'approbation d'un plan de retombée économique ne constituent que le début du processus. L'Office continue à contrôler tous les achats, les embauches et les impartitions effectués par les exploitants pour s'assurer qu'ils respectent les plans approuvés et les lois de mise en œuvre.

Actuellement, on compte neuf plans de retombées économiques approuvés ou à l'étude pour des opérations dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse, outre les plans de retombées économiques portant sur les programmes géophysiques et géotechniques. Chaque contrat dépassant un certain seuil est revu par l'Office pour garantir que le processus approprié est suivi afin d'offrir de justes possibilités ainsi que la priorité aux biens et services fournis par des entreprises de la Nouvelle-Écosse et du reste du Canada. En outre, les occasions d'emploi sont étudiées pour s'assurer que les Canadiens, et en particulier les résidents de la Nouvelle-Écosse, ont de justes possibilités et se voient accorder la priorité pour les emplois offerts.

Le contrôle des plans de retombées économiques comprend l'examen des déclarations d'intérêt, des listes des soumissionnaires et des attributions de contrats. Les membres du comité d'examen des retombées sont tenus au courant tout au long du processus.

## PROSPECTION ET EXPLORATION

Pendant l'exercice visé par le rapport, l'Office a étudié et approuvé des plans de retombées pour quinze programmes d'études géophysiques. Même si les résultats définitifs de ces programmes ne sont pas encore disponibles, il est tout de même possible de discerner des tendances, par exemple une augmentation du nombre de Néo-Écossais et de Canadiens embauchés par les entreprises qui font des études sismiques pour leurs activités ailleurs dans le monde et du nombre de Néo-Écossais et de Canadiens recrutés dans nos institutions d'enseignement technique ainsi qu'une augmentation des projets de recherche et développement dans la province.

En avril 2001, l'Office a approuvé un plan de retombées économiques soumis par Shell Canada Limited pour le forage d'un puits en eau peu profonde. Le puits Onondaga est situé sur le territoire visé par l'attestation de découverte importante numéro 2121 et à la fin de l'exercice, le forage se poursuit.

Trois plates-formes autoélévatrices ont été utilisées au large de la Nouvelle-Écosse pendant l'exercice, et deux sont toujours dans la région. Les équipages de ces plates-formes sont principalement composés de Canadiens, dont la majorité sont des Néo-Écossais; c'est là une preuve que les plans de relève ont permis de remplacer les travailleurs étrangers par des gens qui vivent en Nouvelle-Écosse et ailleurs au Canada.

Au cours de l'exercice écoulé, les activités de forage se sont dirigées vers les zones d'eau profonde alors que Marathon Canada Limited a entrepris son programme d'exploration, de délinéation et de préparation à la mise en valeur en vertu du permis de prospection 2377. À la fin de l'exercice, le forage de ce puits par le navire West Navion était toujours en cours.

En février 2002, l'Office a approuvé un plan de retombées économiques soumis par Chevron Canada Resources en vue de la réalisation d'un programme de forage proposé en vertu du permis de prospection 2359. Il est prévu que ce puits s'enfoncera dans des structures qui n'ont pas encore fait l'objet de forages dans les eaux profondes au large de la Nouvelle-Écosse.

Les appareils de forage qui seront utilisés pour ces programmes en eau profonde seront utilisées pour la première fois en Nouvelle-Écosse. Même si la sécurité est de la première importance, l'Office collabore de près avec l'exploitant pour s'assurer que les exigences de la loi en ce qui a trait à la juste possibilité et à la préférence sont appliquées au recrutement des effectifs.

En fin d'exercice, l'Office a approuvé un plan de retombées économiques soumis par El Paso Canada Pipeline Company relativement à la première phase du Blue Atlantic Transmission System. Pour l'instant, le projet n'est encore qu'à l'étape conceptuelle et consiste en un pipeline sous-marin de transport vers les États-Unis de gaz naturel extrait de la région extracôtière de la Nouvelle-Écosse.

Au cours de l'exercice, ExxonMobil Canada et PanCanadian Energy Corporation ont réalisé des forages de reconnaissance en vertu de plans de retombées économiques approuvés au début de 2000 et 2001 respectivement.

TABLEAU 9 – PLAN DE RETOMBÉES ÉCONOMIQUES APPROUVÉS

| Plan de retombées économiques | 2001-2002 | 2000-2001 |
|---|---|---|
| Programmes d'études géophysiques | 15 | 12 |
| Programmes de forage* | 2 | 3 |
| Pipeline | 1 | 0 |

* Les plans de retombées économiques sont soumis pour les demandes de programmes de forage et non pour chaque demande d'autorisation de forage d'un puits.

À la fin de l'exercice, l'Office révisait les plans de retombées économiques pour deux autres programmes de forage.

### CONTRÔLE DES PLANS DE RETOMBÉES ÉCONOMIQUES

L'étude et l'approbation d'un plan de retombée économique ne constituent que le début du processus. L'Office continue à contrôler tous les achats, les embauches et les impartitions effectués par les exploitants pour s'assurer qu'ils respectent les plans approuvés et les lois de mise en œuvre.

Actuellement, on compte neuf plans de retombées économiques approuvés ou à l'étude pour des opérations dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse, outre les plans de retombées économiques portant sur les programmes géophysiques et géotechniques. Chaque contrat dépassant un certain seuil est revu par l'Office pour garantir que le processus approprié est suivi afin d'offrir de justes possibilités ainsi que la priorité aux biens et services fournis par des entreprises de la Nouvelle-Écosse et du reste du Canada. En outre, les occasions d'emploi sont étudiées pour s'assurer que les Canadiens, et en particulier les résidents de la Nouvelle-Écosse, ont de justes possibilités et se voient accorder la priorité pour les emplois offerts.

Le contrôle des plans de retombées économiques comprend l'examen des déclarations d'intérêt, des listes des soumissionnaires et des attributions de contrats. Les membres du comité d'examen des retombées sont tenus au courant tout au long du processus.

## Projet Cohasset

L'Office a continué, en 2001, de surveiller le démantèlement des installations et la suspension des activités du Projet Cohasset, mais aucune dépense significative n'a été engagée relativement à ces travaux. PanCanadian Energy Corporation a remis à plus tard la deuxième phase du démantèlement du Projet Cohasset, et a plutôt concentré ses efforts sur les études techniques du champ de gaz naturel Deep Panuke et les forages de reconnaissance.

## Mise en valeur du gisement extracôtier de gaz Deep Panuke

En juillet 2001, le contrat pour la partie initiale des travaux de génie et de conception en vue de la réalisation du projet Deep Panuke a été adjugé à une coentreprise entre une société internationale et une société établie en Nouvelle-Écosse. C'est la deuxième fois qu'un contrat d'ingénierie pour des travaux de mise en valeur en zone extracôtière sera exécuté en Nouvelle-Écosse; le premier contrat avait été accordé pour les travaux d'ingénierie, l'approvisionnement et la gestion de la construction pour la phase II du projet énergétique extracôtier Sable.

En mars 2002, PanCanadian Energy a soumis une demande de plan de mise en valeur pour le projet Deep Panuke. Le volume 3 de la demande est le plan de retombées économiques Canada – Nouvelle-Écosse. La demande de plan de mise en valeur est une étape obligatoire du processus d'approbation réglementaire pour la mise en valeur du gisement Deep Panuke, et le plan de retombées économiques doit être approuvé avant que l'Office puisse étudier et approuver le plan de mise en valeur. Le plan de retombées économiques fait actuellement l'objet d'un examen.

## Projet énergétique extracôtier Sable

L'exercice écoulé a été marquant à plusieurs égards pour le projet énergétique extracôtier Sable. Au troisième trimestre de 2001, les dépenses canadiennes cumulatives ont, pour la première fois, dépassé les dépenses étrangères. Les travaux de conception technique de la phase II se poursuivent en Nouvelle-Écosse et le processus de marchés publics est amorcé pour le gisement Alma, premier des gisements visés par cette phase.

Tout au long de l'année, l'Office a continué de suivre et de faire observer les engagements pris dans le plan de retombées économiques du projet énergétique extracôtier Sable. Les engagements les plus importants sont :

- un investissement d'environ 10 millions de dollars dans la formation de Néo-Écossais et d'autres Canadiens pour leur permettre d'obtenir des emplois dans l'industrie des hydrocarbures;
- des initiatives précises visant à offrir des possibilités de formation et d'emploi au personnes et groupes défavorisés;
- un plan de transfert de technologie et de relève en vue du remplacement des travailleurs étrangers par des travailleurs néo-écossais et canadiens qualifiés, y compris des possibilités de coentreprises pour des entreprises néo-écossaises et canadiennes;
- des dépenses d'au moins cinq millions de dollars sur une période de cinq ans en travaux de recherche et développement entrepris en Nouvelle-Écosse.

Tableau 10 – Sommaire de l'emploi direct (heures-personnes) – Cumulatif au 31 décembre 2001
Projet énergétique extracôtier Sable

| Emploi (en millions d'heures) | Total | Nouvelle-Écosse | Autres Canadiens | Étrangers |
|---|---|---|---|---|
| Cumulatif au 31 décembre 2001 | 17,1 | 9,7 | 1,9 | 5,5 |
| Pourcentages | 100 % | 57 % | 11 % | 32 % |

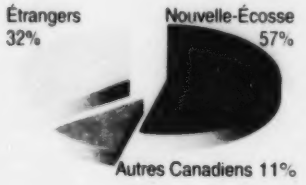
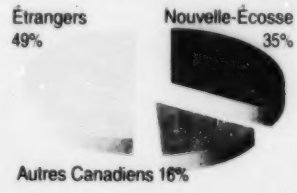



Tableau 11 - Dépenses relatives au projet – Immobilisation et exploitation en millions de dollars canadiens
Projet énergétique extracôtier Sable

| Dépenses | Total | Nouvelle-Écosse | Autres Canadiens | Étrangers |
|---|---|---|---|---|
| Cumulatif au 31 décembre 2001 | 2 691,1 | 934,3 | 432,2 | 1 324,6 |
| Pourcentages | 100 % | 35 % | 16 % | 49 % |



Comme le premier cycle de recherche et développement prendra fin en 2002, des représentants de l'Office et du projet énergétique extracôtier Sable ont amorcé des discussions en vue de définir les engagements pour le prochain cycle quinquennal de recherche et développement.

En 2001, le projet énergétique extracôtier Sable a soumis son troisième addendum au rapport d'évaluation des fournisseurs et de l'infrastructure du PEES de 1998. L'addenda, fondé sur les données de 2000, définit les secteurs où existent des lacunes et ceux qui offrent des possibilités de participation accrue dans l'industrie pour les Néo-Écossais et autres Canadiens. Le projet énergétique extracôtier Sable doit soumettre une telle évaluation tous les ans pendant la phase de développement et les trois premières années de production. L'Office communique ensuite l'évaluation aux gouvernements fédéral et provincial ainsi qu'à d'autres intervenants de l'industrie.

Les tableaux 10 et 11 sont des résumés de l'emploi et des dépenses dans le cadre du projet énergétique extracôtier Sable.

## Autres activités

L'Office a poursuivi, en 2001, le dialogue entrepris avec son homologue de Terre-Neuve en vue de simplifier les processus de réglementation et de favoriser une méthodologie uniforme dans les deux régions extracôtières.

L'Office a amélioré son site Web, notamment la section sur les retombées économiques et l'emploi pour qu'il soit plus facile de repérer et de consulter les renseignements.

Tout au long de l'année, l'Office a fait des exposés devant divers groupes et organisations pour les tenir au courant des procédures qu'il applique en matière de retombées économiques et d'emploi. En outre, des représentants de la division des retombées économiques rencontrent régulièrement des membres du public, des entrepreneurs et des fournisseurs qui veulent obtenir de l'information sur le rôle et le mandat de l'Office.

# Comm

L'éducation du public est restée l'un des objectifs importants de l'Office en matière de communications. L'expérience a montré qu'il est nécessaire de continuellement expliquer le rôle de l'Office à titre d'organisme de réglementation dans la zone région extracôtière de la Nouvelle-Écosse.

Les membres du personnel de l'Office ont donc saisi diverses occasions et profité des tribunes offertes pour expliquer la loi et les règlements de mise en œuvre de l'Accord et le mandat de l'Office, notamment en ce qui a trait à la santé et à la sécurité des travailleurs en zone extracôtière, à la protection de l'environnement, à l'évaluation des ressources, à l'attribution des droits, aux retombées économiques et à l'emploi ainsi qu'à la collecte et à la diffusion de données. Des exposés ont été faits dans des écoles et des universités, devant des groupes de spécialistes et des clubs sociaux.

Le site Web de l'Office (www.cnsopb.ns.ca) est un outil d'une grande utilité dans le domaine des communications. Au cours de l'exercice, le site, qui fournit des informations sur tous les aspects des travaux de l'Office, a reçu en moyenne plus de 40 000 visites par mois. Un système a été mis place pour que des mises à jour soient faites continuellement et que le site s'améliore sans cesse afin d'offrir à tous les intervenants un accès facile aux renseignements pertinents. L'Office s'assurera que le site soit gardé à jour.

Le site a d'ailleurs joué un rôle clé au cours du processus d'examen environnemental du projet Deep Panuke. Comme l'exige la Loi canadienne sur l'évaluation environnementale, un registre public a été affiché sur une page réservée du site qui donnait accès à tous les documents relatifs à l'examen environnemental du projet de mise en valeur du gisement extracôtier de gaz Deep Panuke de PanCanadian Energy. Le site Web sera aussi utilisé de façon intensive au cours de l'examen réglementaire du projet Deep Panuke.

En plus des milliers de personnes qui ont visité le site Web de l'Office au cours de l'année, des centaines d'autres ont téléphoné pour poser des questions et formuler des commentaires. L'Office a publié une dizaine de communiqués de presse et de déclarations tout au long de l'année civile et son personnel a répondu à plus de 300 demandes des médias pour des renseignements et des entrevues.

À divers moments au cours de l'exercice, l'Office a invité le public et d'autres intervenants à soumettre des mémoires écrits sur les lignes directrices, les mandats

ou les appels d'offres proposés. Ce processus ouvert et transparent reste l'un des objectifs fondamentaux de l'Office.

L'intérêt grandissant porté à la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse se fait aussi sentir aux Archives de données et centre de stockage des données et des échantillons et laboratoires où les activités ont augmenté pour la quatrième année consécutive.

Le laboratoire et les installations de stockage des carottes (échantillons prélevés) sont des installations publiques qui fournissent des services et des renseignements d'ordre géologique et géophysique sur la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse. L'historique des puits et les rapports géologiques, géophysiques ainsi que les rapports sur les sondages y sont archivés. Tous les échantillons souterrains recueillis lors des forages de prospection et de reconnaissance dans la région extracôtière de la Nouvelle-Écosse y sont aussi conservés.

Ce sont surtout l'industrie, les entreprises de forage et de service ainsi que les organisations scientifiques et gouvernementales qui consultent les rapports et étudient les échantillons.

Au cours de la période visée par le rapport, l'industrie, représentée par 37 sociétés nationales, internationales et locales d'exploration et de production d'hydrocarbures a généré 54 % des activités du centre. Dix-sept de ces sociétés étaient de « nouveaux » utilisateurs. Les entreprises de forage et de service ont compté pour 28 % de l'utilisation des installations tandis que les gouvernements et universitaires représentent 18 %.

## Organisation

En réponse au niveau accru d'activités extracôtière au cours de l'exercice 2001-2002, l'Office a créé trois nouveaux postes contractuels : analyste technique, technicien spécialiste en géologie, et directeur des opérations, ce qui a porté à trente-trois le nombre d'employés de l'Office.

Par ailleurs, le service de la santé, de la sécurité et de l'environnement a été divisé en deux services : le service des opérations et le service de la santé, de la sécurité et de l'environnement. Cette restructuration était devenue nécessaire pour permettre à l'Office de traiter rapidement le nombre croissant de demandes d'autorisations d'activités tout en effectuant des examens approfondis et adéquats des demandes d'utilisations de l'industrie et de s'acquitter avec efficience de ses responsabilités.

La nomination de M. Michael D. Casey comme nouveau membre de l'Office par le gouvernement de Nouvelle-Écosse est entrée en vigueur le 3 juillet 2001; le mandat de M. Casey est de six ans. Il remplace M. Peter J. Kinley dont le mandat de six ans a pris fin le 3 juillet 2001. Un poste est actuellement vacant et il doit être comblé par une personne nommée par le gouvernement du Canada.

# Organigramme hiérarchique

## Glenn R. Yungblut, P.Ing., President

M. Yungblut est titulaire d'un B.Sc. (concentration en génie mécanique) de l'Université Queens.

Au cours de sa carrière, il a occupé les postes de directeur général du service de l'ingénierie, Office national de l'énergie et du service de l'ingénierie, Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada, Ottawa et Halifax. Il avait auparavant été président et directeur administratif d'EPI Resources Ltd., firme d'experts-conseils en génie d'installations extracôtières. Il a en outre occupé le poste de gestionnaire du forage extracôtier chez Shell Canada Limitée tant sur la côte Ouest du Canada qu'au large de la Nouvelle-Écosse.

M. Yungblut est membre de l'Association of Professional Engineers, Geologists and Geophysicists of Alberta et du chapitre de Calgary de l'Offshore Mechanics and Arctic Engineering Division (ASME) dont il a été président.

## Edgar Gold, C.M., c.r., Ph.D. – Membre du Conseil

M. Gold est membre de la Nova Scotia Barristers Society et conseil de la reine (c. r.). Il a été associé au cabinet Huestis Ritch, de Halifax, auprès duquel il est aujourd'hui avocat-conseil. M. Gold est professeur auxiliaire de droit à l'Université Dalhousie; il occupe en outre des postes auprès de l'Institut canadien des océans, de l'Université maritime mondiale, établie à Malmö en Suède et de l'Institut de droit maritime de l'OMI à Malte.

Il détient le brevet de capitaine au long cours au Royaume-Uni et au Canada et a passé 16 ans en mer, dont plusieurs années à titre de commandant. M. Gold est en outre titulaire de baccalauréats ès arts et en droit de l'Université Dalhousie et d'un Ph.D. en droit maritime international de l'University of Wales. M. Gold est Fellow du Nautical Institute, Fellow de l'Offshore Institute et membre du Chartered Institute of Arbitrators et de multiples associations et organismes professionnels.

Il a été président de l'Association canadienne de droit maritime. Il a été pendant 20 ans professeur de droit maritime à l'Université Dalhousie; pendant 15 de ces années, il y était également professeur de droit et d'études environnementales et des ressources. Le Collège de la Garde côtière canadienne lui a décerné un diplôme honorifique, et il est Fellow honoraire de la Hellenic Marine Environnement Protection Association. M. Gold a été décoré de la Croix de Commandeur de l'Ordre du Mérite, l'une des plus hautes décorations civiles décernées par le gouvernement allemand. Cet honneur lui a été décerné en reconnaissance de ses efforts pour resserrer les relations entre l'Allemagne et la Nouvelle-Écosse. En octobre 1997, il a été décoré de l'Ordre du Canada.

## John H. Currie, C.M. – Membre du Conseil

M. Currie a obtenu un B.A. de l'Université Saint-François-Xavier et un baccalauréat en droit de l'Université Dalhousie.

Il a occupé les postes de directeur, de premier vice-président et de conseiller juridique chez CDC Oil and Gas Limited, de premier vice-président de Canterra Energy Ltd., de directeur de l'Association canadienne des producteurs pétroliers et de gouverneur de l'Association canadienne d'études fiscales.

Président-fondateur du Tax Executive Institute of Alberta, M. Currie a également été président de la Petroleum Law Foundation et président national de la section des conseillers juridiques d'entreprises de l'Association du Barreau canadien; il a aussi été président de la Chambre de commerce de Calgary. En octobre 1997, il a été décoré de l'Ordre du Canada.

## Michael D. Casey, C.A., EEE – Membre du Conseil

M. Casey est associé de la firme de comptables agréés Hemming Weir Casey Inc. Titulaire d'un baccalauréat ès arts de la Dalhousie University, il est membre de l'Institut des comptable agréés de la Nouvelle-Écosse et de l'Institut canadien des comptables agréés.

M. Casey détient le titre d'expert en évaluation d'entreprises et il est membre de l'Institut canadien des experts en évaluation d'entreprises; il a également été membre du conseil d'administration de cette organisation. Il est en outre inscrit dans le registre des spécialistes de l'Institut des comptable agréés de la Nouvelle-Écosse en tant que comptable agréé et spécialiste en évaluation d'entreprises.

M. Casey a occupé des postes bénévoles au sein de nombreux conseils d'administration et il a notamment été président du Waegwoltic Club de Halifax.

Deloitte & Touche LLP
P.O. Box 2087
5161 George Street, Suite 800
Halifax, Nova Scotia B3J 3B7

Tel : (902) 422-8541
Fax : (902) 423-5820

Deloitte & Touche

## Rapport des Vérificateurs

Aux Membres de
**l'Office Canada-Nouvelle-Écosse de hydrocarbures extracôtiers**

Nous avons vérifié le bilan de l'**Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers** au 31 mars 2002 et les états des produits et des charges et des flux de trésorerie de l'exercice terminé à cette date. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de l'Office. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur notre vérification.

Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues du Canada. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les états financiers sont exempts d'inexactitudes importantes. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

À notre avis, ces états financiers donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de l'Office au 31 mars 2002 ainsi que des résultats de son fonctionnement et de ses flux de trésorerie pour l'exercice terminé à cette date selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.

Deloitte & Touche LLP

Le 18 avril 2002

**Comptables agréés**

Deloitte
Touche
Tohmatsu

# états financiers

**Office Canada–Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers**

**BILAN**
Au 31 mars 2002

| | 2002 | 2001 |
|---|---|---|
| **Actif** | | |
| **À court terme** | | |
| Encaisse | 1 248 432 $ | 2 065 530 $ |
| Débiteurs (note 4) | 96 330 | 153 922 |
| Charges payées d'avance | 50 315 | 31 489 |
| | 1 395 077 | 2 250 941 |
| **Immobilisations (notes 2 et 5)** | 565 089 | 612 343 |
| | 1 960 166 $ | 2 863 284 $ |
| **Passif** | | |
| **À court terme** | | |
| Créditeurs et charges à payer | 186 822 $ | 532 731 $ |
| Sommes à payer aux gouvernements (note 6) | 809 286 | 1 058 252 |
| Remises à payer à l'industrie (note 7) | - | 346 400 |
| Produits comptabilisés d'avance (notes 2 et 8) | 398 969 | 313 558 |
| | 1 395 077 | 2 250 941 |
| **Subvention en capital reportées (note 2)** | 565 089 | 612 343 |
| | 1 960 166 $ | 2 863 284 $ |

**Au nom du conseil:**

Membre

Membre

**Office Canada–Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers**
**ÉTAT DES PRODUITS ET DES CHARGES** - De l'exercice terminé le 31 mars 2002

| | 2002 | 2001 |
|---|---|---|
| Produits | | |
| Subventions - Fonctionnement | | |
| Gouvernement du Canada | **2 000 000 $** | 1 827 500 $ |
| Gouvernement de la Nouvelle-Écosse | **2 000 000** | 1 827 500 |
| Subventions – Commission d'examen public | | |
| Gouvernement du Canada | **175 000** | – |
| Gouvernement de la Nouvelle-Écosse | **175 000** | – |
| | **4 350 000** | 3 655 000 |
| Projet d'énergie extracôtier de Sable - recouvrement des coûts | **900 000** | 875 000 |
| Projet Cohasset - recouvrement des coûts | **–** | 275 000 |
| Projet DeepPanuke - recouvrement des coûts | **83 300** | – |
| Recouvrements liés à l'industrie | **1 016 998** | 884 651 |
| Vente des publications et des cartes de l'Office | **5 925** | 10 463 |
| Frais d'inspection | **48 700** | – |
| Intérêts | **41 537** | 40 631 |
| Gain à la vente d'immobilisations | **2 567** | 270 |
| Amortissement des subventions en capital reportées | **203 075** | 126 422 |
| | **6 652 102** | 5 867 437 |
| Moins : | | |
| Recouvrement des coûts remboursés aux gouvernements | **(2 000 298)** | (1 688 252) |
| Excédent de la subvention de la Commission d'exmen public remboursé au gouvernement | **(8 987)** | – |
| Remises à l'industrie | **–** | (346 400) |
| Subvention en capital reportée | **(155 821)** | (584 651) |
| Produits comptabilisés d'avance | **(398 969)** | (313 558) |
| Produits nets | **4 088 027** | 2 934 576 |
| Charges | | |
| Personnel, consultation et membres du conseil | **2 563 587** | 2 015 788 |
| Frais généraux et frais de soutien | **659 095** | 533 533 |
| Frais d'occupation des locaux et des laboratoires | **337 558** | 242 532 |
| Amortissement du matériel | **203 075** | 126 422 |
| Commission d'examen public du Cap-Breton | **324 712** | 16 301 |
| | **4 088 027** | 2 934 576 |
| **Excédent des produits sur les charges** | **– $** | – $ |

**Office Canada–Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers**
**ÉTAT DES FLUX DE TRÉSORERIE** - De l'exercice terminé le 31 mars 2002

| | 2002 | 2001 |
|---|---|---|
| **Flux de trésorerie liés aux activités suivantes :** | | |
| **Fonctionnement** | | |
| Éléments sans incidence sur l'encaisse | | |
| Amortissement des subvention en capital reportée | **(203 075)$** | (126 422) $ |
| Amortissement du matériel | **203 075** | 126 422 |
| Gain à la vente d'immobilisations | **(2 567)** | – |
| | **(2 567)** | – |
| Variation des éléments hors caisse du fonds de roulement | **(817 098)** | 1 714 352 |
| | **(819 665)** | 1 714 352 |
| **Investissement** | | |
| Acquisition d'immobilisations | **(155 821)** | (584 651) |
| Report des subventions en capital | **155 821** | 584 651 |
| Produit tiré de la vente d'immobilisations | **2 567** | – |
| | **2 567** | – |
| **(Sorties) rentrées nettes** | **(817 098)** | 1 714 352 |
| **Situation de trésorerie au début** | **2 065 530** | 351 178 |
| **Situation de trésorerie à la fin** | **1 248 432 $** | 2 065 530 $ |

**Office Canada–Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers** — **NOTES COMPLÉMENTAIRES**
De l'exercice terminé le 31 Mars 2002

**1. BUT DE L'ORGANISME**

L'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers a été créé afin de veiller à l'application des dispositions de la *Loi de mise en œuvre de l'Accord Canada-Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers*, promulguée par le Parlement du Canada et l'Assemblée législative de la Nouvelle-Écosse. L'Office est subventionné par des contributions égales des gouvernements fédéral et provincial. L'Office perçoit et remet aux gouvernements les charges de recouvrement des coûts évaluées par rapport à celles de l'industrie selon des examens des organismes de réglementation, jusqu'à concurrence du 50% de budget approuvé de l'Office. L'Office est un organisme sans but lucratif et, par conséquent, il n'est pas assujetti aux impôts sur le bénéfices.

**2. CONVENTIONS COMPTABLES**

Les états financiers ont été dressés selon les principes comptables généralement reconnus du Canada et tiennent compte des principales conventions comptables suivantes :

**a) Immobilisations**

Les immobilisations sont comptabilisées au coût, moins l'amortissement cumulé. L'amortissement est comptabilisé en utilisant la méthode de l'amortissement linéaire sur une période de quatre ans pour le mobilier et les agencements et sur une période de trois ans pour le matériel informatique. Des améliorations locatives ont été effectuées à la fin de l'exercice 2001. Elle seront amorties sur la durée restante du bail, c'est-à-dire sept ans. L'amortissement des améliorations locatives débutera pendant l'exercice 2002.

**b) Produits comptabilisés d'avance**

Le montant des subventions de fonctionnement reçues des gouvernements qui excède les charges engagées par l'Office, déduction faite des autres produits, est crédité aux produits comptabilisés d'avance.

**c) Subvention en capital reportée**

Les subventions pour les dépenses en immobilisations annuelles reçues des gouvernements fédéral et provincial sont reportées et constatées dans les produits sur une base conforme à l'amortissement du matériel.

**3. ENCAISSE**

L'encaisse est constituée des liquidités ainsi que des montants en dépôt auprès d'une institution financière.

**4. DÉBITEURS**

| | 2002 | 2001 |
|---|---|---|
| Taxe de vente harmonisée | **18 293 $** | 57 239 $ |
| Débiteurs de l'industrie | **43 197** | 92 315 |
| Autres | **34 840** | 4 368 |
| | **96 330 $** | 153 922 $ |

**5. IMMOBILISATIONS**

| | Coût | Amortissement cumulé | Valeur comptable nette 2002 | Valeur comptable nette 2001 |
|---|---|---|---|---|
| Mobilier et agencements | 317 491 $ | 169 211 $ | **148 280 $** | 168 215 $ |
| Matériel informatique | 461 570 | 283 684 | **177 886** | 177 091 |
| Améliorations locatives | 278 744 | 39 821 | **238 923** | 267 037 |
| | 1 057 805 $ | 492 716 $ | **565 089** | 612 343 $ |

**6. SOMME À PAYER AUX GOUVERNEMENTS**

| | 2002 | 2001 |
|---|---|---|
| Gouvernement fédéral - fonds de recouvrement des coûts | **400 149 $** | 529 126$ |
| Gouvernement provincial - fonds de recouvrement des coûts | **400 149** | 529 126 |
| Gouvernement fédéral - fonds de la Commission d'examen public | **4 494** | – |
| Gouvernement provincial - fonds de la Commission d'examen public | **4 494** | – |
| | **809 286 $** | 1 058 252 $ |

**7. REMISES À PAYER À L'INDUSTRIE**

Au cours de 2002, les remises à payer à l'industrie représentaient des paiements reçus de l'industrie dépassant 50% du budget du conceil d'administration pour l'exercice. Les paiements reçus de l'industrie n'ont pas dépassé 50% du budget du counceil d'administration. Par conséquent, aucune remise n'a été payée à l'industrie. Au cours de 2001, les remises à payer à industrie on représenté des paiements reçus de l'industrie dépassant 50% des décassements du conseil d'administration pendant l'exercice. Les coûts liés à l'examen public du Cap-Breton n'ont pas été inclus dans les décaissements aux fins de ce calcul.

**8. PRODUITS COMPTABLILISÉS D'AVANCE**

| | 2002 | 2001 |
|---|---|---|
| Gouvernement fédéral | 199 484 $ | 156 779 $ |
| Gouvernement provincial | 199 485 | 156 779 |
| | 398 969 | 313 558 $ |

**9. ENGAGEMENTS**

L'Office loue des locaux pour ses bureaux en vertu d'un contrat de location-exploitation qui arrive à terme en avril 2008. Le loyer annuel est d'environ 114 000 $ pour ces locaux.

De plus, l'Office loue des locaux d'entreposage centraux en vertu d'un contrat de location-exploitation qui arrive à terme en mars 2008. Le loyer annuel est 42 000 $ approximativement.

**10. RÉGIME DE RETRAITE**

L'Office verse des cotisations à un regime de retraite administré par la province de la Nouvelle-Écosse. L'Office verse un montant égal à celui versé par les employés, calculé de la façon suivant : 5.4% de la portion du salaire qui est équivalente ou inférieure au maximum des gains annuels ouvrant droit à pension en vertu du régime de pensions du Canada et 7% de la portion excédant le maximum des gains annuels ouvrant droit à pension. L'Office a constaté des cotisations totalisant 115 549 $ en 2002 (98 495 $ en 2001)

**11. CHIFFRES CORRESPONDANTS**

Certains chiffres de l'exercice terminé au 31 mars 2001 ont été retclassés afin que leur présentation soit conforme à celle adoptée dans les états financiers de l'exercice en cours.